

Treball de Fi de Màster

## **MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA DE ORGANIZACIÓN**

### **Matheurísticas para el Diseño de Microrredes Autónomas con Energías Renovables para Comunidades Aisladas**

#### **MEMÒRIA**

**Autor:** Mario Martínez Azcona  
**Director:** Alberto García Villoria  
**Convocatòria:** 09 2019



Escola Tècnica Superior  
d'Enginyeria Industrial de Barcelona





## Resumen

Las microrredes con energías renovables son una opción adecuada para proveer de electricidad a comunidades aisladas alejadas de la red principal, generalmente en regiones de bajo nivel económico. No obstante, las posibles aplicaciones de las microrredes también pueden extenderse a comunidades más desarrolladas, e incluso en combinación con la red principal mejorando la gestión energética en términos ambientales y económicos.

Con la finalidad de diseñar microrredes de manera óptima, en el Proyecto Fin de Carrera de Bruno Domènech Lega “*Modelo para el Diseño de Proyectos de Electrificación Rural con Consideraciones Técnicas y Sociales*” se desarrolló un modelo de programación lineal entera mixta (PLEM) para determinar la electrificación de una determinada comunidad, generalmente en zonas aisladas con bajos recursos económicos, minimizando el coste del proyecto. Sin embargo, el tiempo computacional que requiere el para alcanzar una solución puede resultar inmanejable. Por ello, en este trabajo se ha tomado este modelo matemático con ligeras modificaciones, que, en combinación con técnicas heurísticas, lo que se conoce como Matheurísticas, se busca una solución robusta para agilizar la resolución de este problema.

Por ello, se han desarrollado cuatro procedimientos en el lenguaje de programación Python que, mediante una serie de lógicas, descartan posibles soluciones, que a priori no parece probable que vayan a formar parte de la solución óptima, previamente a la ejecución del modelo mediante el software de optimización *ILOG CPLEX Studio*. Concretamente, estos algoritmos actúan restringiendo posibles conexiones mediante líneas de media y baja tensión entre parejas de nodos de la comunidad a electrificar. De esta manera, el programa matemático no gastará tiempo en calcular estas opciones.

Estas cuatro matheurísticas, han sido testeadas sobre 48 comunidades de diferente naturaleza, combinando diferentes tamaños de población, niveles de demanda energética y distribuciones geográficas de los puntos de la comunidad, para posteriormente llevar a cabo un análisis del coste, tiempo de ejecución y calidad de las soluciones obtenidas.

Las conclusiones de la experimentación, es que, en función del tipo de comunidad, las matheurísticas efectivamente pueden mejorar la resolución al aportar soluciones de calidad en un tiempo de ejecución limitado.



## Sumario

<b>SUMARIO</b>	<b>5</b>
<b>GLOSARIO</b>	<b>9</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b>	<b>11</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b>	<b>13</b>
<b>1. PREFACIO</b>	<b>15</b>
1.1. Origen del proyecto .....	15
1.2. Motivación.....	15
1.3. Requerimientos previos.....	15
<b>2. INTRODUCCIÓN</b>	<b>17</b>
2.1. Justificación del Proyecto .....	17
2.2. Objetivos del Proyecto .....	18
2.3. Alcance del Proyecto.....	19
<b>3. FUNDAMENTOS Y CONTEXTUALIZACIÓN DEL PROYECTO</b>	<b>21</b>
3.1. Las Microrredes .....	21
3.1.1. ¿Qué son las Microrredes? .....	21
3.1.2. Impacto socioeconómico de las microrredes .....	22
3.1.3. Barreras a la electrificación mediante microrredes .....	23
3.1.4. Aplicaciones alternativas de microrredes .....	24
3.2. Programación Matemática .....	25
3.2.1. ¿Qué es la programación matemática? .....	25
3.2.2. Tipos de programación matemática .....	26
3.3. Matheurísticas .....	27
<b>4. MODELO MATEMÁTICO DE OPTIMIZACIÓN</b>	<b>29</b>
4.1. Elementos del Sistema.....	29
4.1.1. Nodos .....	30
4.1.2. Generadores .....	30
4.1.2.1. Aerogeneradores .....	31
4.1.2.2. Paneles fotovoltaicos .....	31
4.1.2.3. Hidrogeneradores .....	31
4.1.3. Baterías .....	31
4.1.4. Transmisión y distribución .....	32

4.2. Modelo Matemático .....	33
<b>5. DESARROLLO DE MATHEURÍSTICAS .....</b>	<b>43</b>
5.1. Función de las Matheurísticas .....	43
5.1.1. Problemática de Tiempo de Cálculo en Implementaciones del Modelo Matemático.....	43
5.1.2. Determinación del Tiempo de Cálculo de Experimentación.....	44
5.2. Matheurísticas para Conexiones de Baja Tensión .....	44
5.2.1. Breakeven distance .....	45
5.2.2. Space Division .....	48
5.3. Matheurísticas para Conexiones de Media Tensión .....	52
5.3.1. Algoritmo de Kruskal.....	52
5.3.2. Load Center .....	53
<b>6. EXPERIMENTACIÓN COMPUTACIONAL .....</b>	<b>59</b>
6.1. Elementos de las Microrredes.....	60
6.1.1. Comunidades.....	60
6.1.2. Generadores .....	71
6.1.2.1. Aerogeneradores .....	72
6.1.2.2. Paneles fotovoltaicos.....	72
6.1.2.3. Hidrogeneradores .....	73
6.1.3. Baterías e Inversores.....	74
6.1.4. Transmisión y distribución .....	75
6.1.5. Parámetros generales del modelo .....	77
6.2. Matheurísticas .....	77
6.3. Tecnologías y herramientas utilizadas.....	78
6.3.1. ILOG CPLEX Optimization Studio.....	78
6.3.2. Lenguaje de Programación Python.....	79
6.3.3. Lenguaje de Programación C.....	80
<b>7. ANÁLISIS DE LA EXPERIMENTACIÓN .....</b>	<b>81</b>
7.1. Análisis General de las Heurísticas .....	81
7.2. Análisis General por Comunidad .....	82
7.2.1. Análisis por nivel de Demanda.....	85
7.2.2. Análisis por tamaño de la Comunidad .....	87
7.2.3. Análisis por tipo de distribución .....	90
<b>8. PRESUPUESTO .....</b>	<b>95</b>
<b>CONCLUSIÓN .....</b>	<b>97</b>

**BIBLIOGRAFÍA** **99****9. ANEXOS** **100**

9.1.1. Script algoritmo Breakeven Distance .....	100
9.1.2. Script algoritmo Space Division .....	108
9.1.3. Script algoritmo Kruskal .....	119
9.1.4. Script algoritmo Load Center .....	127
9.1.5. Script Flow Control (CPLEX) .....	136
9.1.6. Resultados Experimentación .....	138
9.1.6.1. Comunidad A .....	138
9.1.6.2. Comunidad B .....	142
9.1.6.3. Comunidad C .....	146
9.1.6.4. Comunidad A – tiempo de ejecución 5400 segundos .....	150





## Glosario

*Matheurísticas*: procedimientos de optimización que combinan técnicas heurísticas con programación matemática.

*Procedimento matheurístico*: Sinónimo de algoritmo matheurístico

*Microgrid*: Sinónimo de microrred

*Comunidad*: Población, región o sociedad dónde se proyecta la electrificación

*Ensayo*: Se denomina ensayo a cada experimento computacional que se realiza de la matheurística en cuestión con un ejemplar, el cual corresponde con una comunidad

*Centroide*: Concepto utilizado en el algoritmo Load Center y es sinónimo de centro de carga. Se trata del punto formado por el promedio de las coordenadas del resto de nodos (centroide ideal) y el nodo real más cercano al centroide ideal (centroide real)

*LV*: Responde a las siglas en inglés de *Low Voltage* y se emplea para denominar a las líneas de baja tensión.

*MV*: Responde a las siglas en inglés de *Medium Voltage* y se emplea para denominar a las líneas de media tensión.



## Índice de Figuras

Figura 4-1 Estructura Instalación de la Microrred .....	29
Figura 5-1 Diagrama de Flujo Algoritmo Breakeven Distance .....	48
Figura 5-2 Representación Space Division.....	49
Figura 5-3 Diagrama de Flujo Algoritmo Space Division .....	51
Figura 5-4 Representación Kruskal.....	53
Figura 5-5 Representación Load Center.....	55
Figura 5-6 Diagrama de Flujo Algoritmo Load Center .....	58
Figura 6-1 Distribución Aleatoria Dispersa.....	62
Figura 6-2 Distribución Concentrada (C1) .....	63
Figura 6-3 Distribución Concentrada (C2) .....	63
Figura 6-4 Distribución Concentrada (C3) .....	64
Figura 6-5 Distribución Concentrada (C4) .....	64
Figura 6-6 Distribución Clusters Dispersos (C1).....	65
Figura 6-7 Distribución Clusters Dispersos (C2).....	66
Figura 6-8 Distribución Clusters Dispersos (C3).....	66
Figura 6-9 Distribución Clusters Dispersos (C4).....	67
Figura 6-10 Distribución Clusters Concentrados (C1).....	68
Figura 6-11 Distribución Clusters Concentrados (C2).....	69
Figura 6-12 Distribución Clusters Concentrados (C3).....	69
Figura 6-13 Distribución Clusters Concentrados (C4).....	70

Figura 7-1 Número de mejores resultados de cada Heurística .....	81
Figura 7-2 Mejores Heurísticas Comunidades A .....	85
Figura 7-3 Mejores Heurísticas Comunidades B .....	86
Figura 7-4 Mejores Heurísticas Comunidades C .....	86
Figura 7-5 Mejores Heurísticas Comunidades 1 .....	87
Figura 7-6 Mejores Heurísticas Comunidades 2 .....	88
Figura 7-7 Mejores Heurísticas Comunidades 3 .....	88
Figura 7-8 Mejores Heurísticas Comunidades 4 .....	89
Figura 7-9 Mejores Heurísticas Distribución 1 .....	91
Figura 7-10 Mejores Heurísticas Distribución 2 .....	91
Figura 7-11 Mejores Heurísticas Distribución 3 .....	92
Figura 7-12 Mejores Heurísticas Distribución 4 .....	92

## Índice de Tablas

Tabla 4-1 Parámetros del Modelo .....	36
Tabla 4-2 Variables del Modelo .....	37
Tabla 6-1 Resumen Ensayos .....	59
Tabla 6-2 Rangos de Demanda por Comunidad .....	61
Tabla 6-3 Valores discretos de demanda en nodos .....	61
Tabla 6-4 Definición Clusters Dispersos (C1) .....	65
Tabla 6-5 Definición Clusters Dispersos (C2) .....	65
Tabla 6-6 Definición Clusters Dispersos (C3) .....	66
Tabla 6-7 Definición Clusters Dispersos (C4) .....	67
Tabla 6-8 Definición Clusters Concentrados (C1) .....	68
Tabla 6-9 Definición Clusters Concentrados (C2) .....	68
Tabla 6-10 Definición Clusters Concentrados (C3) .....	69
Tabla 6-11 Definición Clusters Concentrados (C4) .....	70
Tabla 6-12 Composición Nodal de Comunidades .....	71
Tabla 6-13 Distribuciones Normales Generación Eólica .....	72
Tabla 6-14 Características Aerogeneradores .....	72
Tabla 6-15 Características Paneles Solares .....	73
Tabla 6-16 Parámetros Generación Solar .....	73
Tabla 6-17 Características Baterías .....	74
Tabla 6-18 Características Inversores .....	75
Tabla 6-19 Características Líneas de Baja Tensión .....	75

Tabla 6-20 Características Líneas de Media Tensión .....	76
Tabla 6-21 Características Transformadores .....	76
Tabla 6-22 Matheurísticas aplicadas en la experimentación.....	77
Tabla 7-1 Mejores soluciones obtenidas por Comunidad .....	83
Tabla 7-2 Ensayos con solución .....	84
Tabla 7-3 Ensayos 5400s con solución (Comunidad-B) .....	84
Tabla 7-4 Coste Medio de cada Matheurística por nivel de demanda.....	87
Tabla 7-5 Coste Medio de cada Matheurística por tamaño de comunidad .....	89
Tabla 7-6 Coste Medio de cada Matheurística por tipo de distribución .....	93

# 1. Prefacio

## 1.1. Origen del proyecto

Este proyecto surge a raíz del Proyecto Fin de Carrera de Bruno Domènech Lega “*Modelo para el Diseño de Proyectos de Electrificación Rural con Consideraciones Técnicas y Sociales*”, donde el tiempo de ejecución del programa matemático desarrollado en este trabajo suponía un obstáculo significativo a la hora de ser utilizado para estudios y experimentaciones.

## 1.2. Motivación

En primer lugar, la motivación por llevar a cabo este proyecto se debe a intentar conseguir llegar a una solución eficiente y sostenible que contribuya a resolver problemas reales, con un impacto social y económico relevante como es la electrificación de áreas rurales a partir de energías renovables. Además, en este proyecto se concentran diferentes disciplinas como la heurística y optimización, programación y microrredes, donde profundizar mis conocimientos tanto a nivel práctico como teórico han supuesto un aliciente más para llevar a cabo este trabajo.

## 1.3. Requerimientos previos

Para la realización de este proyecto es necesario unos conocimientos mínimos en heurística, optimización matemática, electrotecnia y programación informática. En el ámbito de optimización, si bien ya contaba con conocimientos básicos del software ILOG CPLEX Optimization Studio por su utilización en esta titulación, ha sido necesario profundizar en su dominio para llevar a cabo la experimentación computacional. Así mismo, para poder implementar los algoritmos matheurísticos ha sido necesario un importante trabajo de aprendizaje en el lenguaje de programación Python puesto que los conocimientos básicos previos no eran suficientes para este fin.





## 2. Introducción

En esta sección se expone en primer lugar la problemática que se desea solucionar mediante este trabajo, dando paso de esta manera a profundizar en los objetivos y el alcance del proyecto.

### 2.1. Justificación del Proyecto

En este trabajo se parte del programa matemático desarrollado en el Proyecto Fin de Carrera de Bruno Domènech Lega “*Modelo para el Diseño de Proyectos de Electrificación Rural con Consideraciones Técnicas y Sociales*” capaz de diseñar una microrred de distribución eléctrica óptimamente dada una comunidad donde implantar la red y las especificaciones técnicas de todos los elementos necesarios para la constitución de dicha red. No obstante, este programa tiene un importante inconveniente como es el tiempo de ejecución. Esta problemática se debe a la naturaleza de los modelos de programación matemática y la manera en que estos son resueltos. Implementar el modelo sobre en una u otra comunidad puede hacer aumentar el tiempo de cálculo de manera exponencial. Un cambio en algún factor de la comunidad (número de nodos, demanda energética, disposición de los nodos en el plano, equipos de generación...) puede hacer cambiar enormemente el número de posibles soluciones. Por ello, cuando se ejecuta el modelo, se puede tardar minutos, horas, días en encontrar una solución, o incluso no obtener resultado.

Por otro lado, es importante tener en cuenta que el diseño del sistema de electrificación mediante microrredes requiere numerosos cálculos y simulaciones iniciales, desde estimaciones que dimensionen la magnitud del proyecto, realizar estudios primarios, de viabilidad, u otras tareas principalmente asociadas a las primeras fases del proyecto.

Por lo tanto, este contexto se hace necesario el desarrollo de las matheurísticas, es decir, complementar con heurísticas al modelo matemático, y poder crear una herramienta que facilite el diseño de microrredes. De esta forma se permitirá realizar numerosos experimentos en un tiempo reducido y acotado y obtener del modelo soluciones de calidad con un coste computacional razonable.

## 2.2. Objetivos del Proyecto

La finalidad de este trabajo es desarrollar una herramienta útil para el diseño de microrredes, que resulte en soluciones eficientes y sostenibles, capaz de resolver problemas reales. Mediante el desarrollo de procedimientos matheurísticos, se pretende conseguir que sea viable ejecutar el modelo en múltiples ocasiones con una buena fiabilidad respecto a la solución óptima, y la robustez suficiente para que pueda utilizarse en todo tipo posible de poblaciones, dentro del ámbito de comunidades rurales aisladas, en función de tamaño, demanda, distribución de sus nodos y elementos de la instalación.

Para ello, será necesario cumplir con unos objetivos más concretos:

- Experimentar y analizar en términos de tiempos de ejecución y solución obtenida del desempeño del modelo matemático inicial sin la aplicación de ningún procedimiento heurístico.
- Programar los diferentes algoritmos usando el lenguaje de programación Python para desarrollar las matheurísticas a implementar sobre el modelo matemático de optimización de microrredes de distribución eléctrica.
- Estudiar la calidad y eficiencia de las matheurísticas desarrolladas de manera que se pueda obtener del modelo soluciones de calidad con un coste computacional razonable.
- Generar conjunto de comunidades sobre las que experimentar las matheurísticas. Dichas comunidades serán creadas en base a tres factores: Tamaño o número de nodos, nivel de consumo energético de la comunidad en cuestión, y distribución sobre el mapa de los de la comunidad.
- Analizar y desarrollar una comparativa entre las matheurísticas desarrolladas para determinar su mejor aplicación, tanto individualmente como de forma combinada. Se valorará su desempeño a nivel global, es decir, qué metaheurística o conjunto de ellas es mejor en términos generales sobre todas las posibles comunidades y, por otro lado, que metaheurística o conjunto de ellas es más apropiada según el tipo de comunidad.
- Obtener conclusiones acerca de los métodos matheurísticos empleados en relación con la calidad de la solución obtenida y el tiempo de cálculo empleado. En definitiva, dar lugar a una herramienta que facilite el diseño de microrredes, de forma que permita realizar numerosos experimentos/ensayos en un tiempo reducido y acotado, obteniendo soluciones cercanas al óptimo.
- Señalar la importancia que tienen las microrredes de distribución eléctrica y su optimización desde un ámbito económico y social.

## 2.3. Alcance del Proyecto

El alcance de este proyecto viene determinado por las hipótesis y contexto en el que ha sido experimentado. Pese a que el programa matemático es fácilmente modificable para adaptarlo a otras circunstancias, como número de nodos, demanda, elementos de la instalación..., y el conjunto de matheurísticas no tienen ninguna limitación, su implementación solamente se contempla para poblaciones con un máximo de 100 nodos con una extensión geográfica de 81km<sup>2</sup>. Las fuentes de energía serán únicamente solar, hidráulica y eólica y la distribución está limitada a baja y media tensión.



## 3. Fundamentos y Contextualización del Proyecto

Como continuación conceptos indicados en la introducción, en esta sección profundizaremos en los tres pilares básicos de este trabajo, las microrredes de distribución eléctrica, la matheurística y la programación matemática, como paso previo a adentrarnos en la implementación, ejecución y mejora del modelo matemático empleado para el diseño de microrredes.

### 3.1. Las Microrredes

#### 3.1.1. ¿Qué son las Microrredes?

Las microrredes son sistemas de generación y distribución de energía eléctrica, con los mismos componentes que un sistema convencional o red principal, pero dimensionado para operar a pequeña escala. Mientras que un sistema convencional tiene alcance interregional, una microrred abarca únicamente a nivel local y siendo una comunidad de pequeñas dimensiones, como son las zonas rurales. Esta diferenciación tiene sentido siempre y cuando las microrredes estén operando de forma autónoma. Tal y como se menciona en esta sección, sin entrar a profundizar puesto que no es objeto de este trabajo, las microrredes también pueden operar conectadas a la red principal de manera complementaria. Por tanto, a lo largo de este trabajo, salvo que se indique lo contrario, se considera por defecto que las microrredes están instaladas autónomamente sin conexión a la red principal.

El ámbito de generación en las microrredes estará por tanto constituido por tecnologías renovables, puesto que evidentemente no es viable la construcción de centrales o grandes instalaciones. Tampoco tendría sentido considerar la alternativa de producir energía a partir de generadores que funcionen con combustibles fósiles puesto que sería únicamente una opción viable para autoconsumo y no para crear una red de conexión. A esto habría que sumarle los inconvenientes medioambientales y la viabilidad económica, tanto por el precio del combustible como el transporte, ya que se trata de zonas rurales. Las zonas rurales conceptualmente hacen referencia a áreas con cierta dificultad de acceso o lejanía respecto a un núcleo, y que por razones económicas hacen muy difícil su conexión a las redes de distribución. Esto ha supuesto que la zona rural en cuestión haya quedado excluida del proceso de electrificación convencional, es decir, con conexión a la red principal.

Adicionalmente a la generación, las microrredes están constituidas principalmente de la

siguiente manera; en cuanto a la distribución, por lo general contará con conexiones de baja tensión, aunque también existe la posibilidad de media tensión, tal y como ha sido considerado en este trabajo. junto con fuentes de generación distribuida, así como dispositivos de almacenamiento; un sistema jerárquico de control y gestión; sistemas de almacenamiento de energía; e inversores y transformadores.

No obstante, en el apartado 4.1 “Elementos del sistema”, se explica más en detalle los elementos que componen la microrred.

Debido a las características de muchas zonas rurales, normalmente alejadas de núcleos importantes de población, carecen de infraestructuras viarias y de comunicación o están en mal estado, y en muchos casos, con orografías complicadas y con zonas medioambientalmente valiosas, hace que llevar a cabo la extensión de la red principal tiene en muchos casos un coste de inversión inasumible, y más teniendo en cuenta el nivel de desarrollo del país. Además, la baja densidad de consumo en estas zonas implica que los costes operativos y de mantenimiento que requiere la instalación sean importantes.

La solución más sencilla para diseñar el sistema de electrificación sería simplemente la instalación de generadores para autoconsumo en aquellos puntos donde haya demanda. Sin embargo, gracias a las microrredes es posible diseñar un sistema más eficiente aprovechando al máximo las economías de escala que puedan surgir y aprovechar aquellos puntos dónde el potencial de generación sea mayor para producir para más de un punto.

Afortunadamente, en los últimos años se han conseguido significativos avances tecnológicos en el campo de las energías renovables que ha permitido alcanzar un grado de madurez suficiente para proporcionar soluciones robustas y competitivas. La vida útil estándar de generadores solares y eólicos ronda los veinte años y dependiendo de los equipos en cuestión y un adecuado mantenimiento tanto correctivo como preventivo pueden superar sin problemas los treinta años en funcionamiento

En definitiva, todo este conjunto de factores y condicionantes hacen de las microrredes una alternativa a tener muy en cuenta a la hora de llevar a cabo proyectos de electrificación en áreas aisladas.

### **3.1.2. Impacto socioeconómico de las microrredes**

La electricidad constituye una de las necesidades más básicas y un factor esencial para conseguir un mínimo de desarrollo económico en una comunidad. Sin embargo, a día de hoy se estima que hay cerca de 1.600 millones de personas que no tienen acceso a la electricidad. La falta de suministro eléctrico afecta principalmente a las zonas rurales, precisamente donde habita la mayoría de la población en situación de pobreza. De hecho,

de acuerdo con datos del Banco Mundial, en 2016 el 80% de las personas sin acceso a electricidad vivía en zonas rurales.

En este contexto donde resulta imprescindible impulsar de electrificación en las zonas rurales aisladas, la opción de microrredes eléctricas a partir generación renovable se postula como la mejor solución a nivel técnico y de competitividad para llevar la electricidad a estas zonas. Según se exponía en *“Cuaderno de la Energía nº23”* en 2009, la Agencia Internacional de la Energía y Naciones Unidas definieron como una de las claves para cumplir con los Objetivos de Desarrollo del Milenio (propósitos de desarrollo humano acordados en el año 2000 por los 189 países miembros de las Naciones Unidas para conseguir en año 2015) facilitar acceso a formas de energía al menos a 600 millones de personas de los 1.600 millones que actualmente carecen de dicho acceso.

Para una comunidad rural subdesarrollada, estar dotados de cobertura eléctrica permitiría mejorar significativamente la calidad de vida de sus habitantes, en términos de salud, gracias a la refrigeración de alimentos y vacunas, y prosperidad económica, permitiendo el acceso a mejores herramientas educativas y aumentando la capacidad de emprender proyectos empresariales.

Así mismo, los beneficios socioecómicos de las microrredes no son únicamente posibles en áreas subdesarrolladas. Existe una infinidad de países desarrollados que cuentan que zonas aisladas donde las microgrids pueden ser una opción económicamente más competitiva y sostenible, tanto a nivel económico como medioambiental, y, además, ser un activo para impulsar la actividad en la zona y frenar la despoblación rural.

### **3.1.3. Barreras a la electrificación mediante microrredes**

En objetivo de este punto es analizar los motivos por los cuales, pese a los factores expuestos anteriormente que favorecen la electrificación mediante microrredes, aún queda mucho campo de crecimiento en cuanto a su implementación. Además, se ha desarrollado ampliamente conocimiento y experiencia en esta área, existe normativa técnica adecuada, la oferta de sistemas y componentes cada vez es más competitiva. Sin embargo, se han identificado tres obstáculos principales que frenan esta la expansión, contexto económico, la sostenibilidad de la infraestructura y el marco regulatorio.

En cuando al contexto económico, tal y como se indica al inicio de esta sección, las zonas rurales tienen una baja densidad de consumo, con pocas perspectivas de crecimiento, lo que hace que el payback de la inversión sea previsiblemente demasiado largo. Además, las zonas rurales aisladas también tienen dificultad de acceso a suministros y servicios técnicos. Estos factores pueden verse agravados dependiendo del nivel de desarrollo. No obstante, dentro de este contexto existe un factor favorable a la implantación de microrredes. Aunque

los ingresos en una población rural suelen ser bajos e irregulares, dado que no cuentan con una infraestructura adecuada, o ni siquiera existe, la ineficiencia en el suministro energético es mucho mayor y por tanto el coste de la energía es mayor, es decir, el coste unitario de los servicios energéticos es mucho mayor para las personas sin conexión a red, y representa para ellos un porcentaje mayor de sus ingresos. Por tanto, las opciones de que una microrred sea rentable aumentan.

Una de las principales debilidades de las microgrids reside en la operación y mantenimiento del sistema, en definitiva, de su sostenibilidad. Mientras las distribuidoras convencionales dominan la gestión y explotación de la red principal y los sistemas asociados, normalmente su modelo de negocio se adapta mal a la gestión de microrredes y por tanto que no sean eficientes en costes. De cara a mejorar la sostenibilidad de estos sistemas, se está avanzando en la fabricación de generadores con una vida útil mayor, como en cualquier otra tecnología. El uso de cualquier tecnología renovable requiere mantenimiento y renovación de la instalación. Por tanto, las microrredes deben contemplarse desde la necesidad de mantenerlos disponibles durante toda su vida útil, lo cual exige un importante nivel de mantenimiento. Cualquier planteamiento a corto plazo, sin considerar la sostenibilidad durante toda la vida útil de la instalación, está condenado al fracaso.

En cuanto al marco regulatorio, profundizar en ello se escaparía totalmente del alcance de este proyecto, y más teniendo en cuenta que no se ha focalizado en un país concreto por lo que es complejo tratar la regulación. No obstante, en líneas generales, la legislación en materia de energía suele estar basada en el sistema convencional, con mayor o menor regulación por parte del estado, pero operado en modo monopolio u oligopolio. En este contexto, para una compañía energética, que opera a nivel nacional o incluso internacional distribuyendo y comercializando ingentes cantidades de MW a millones de clientes, el negocio de las microrredes para zonas aisladas no le aporta ningún beneficio, y previsiblemente las barreras de entrada en el sector para una nueva compañía sean altas.

En definitiva, desde el punto de vista privado, la expansión de las microrredes requiere de un modelo de negocio específico, muy pegado al terreno, descentralizado, con muy pocos costes fijos de infraestructura y muy competitivo en los costes de operación. No obstante, a priori, la opción más factible para el desarrollo de las microrredes es a partir de inversión pública, donde si bien el beneficio económico no es el principal objetivo, es absolutamente fundamental un coste de inversión razonable, y una sostenibilidad tanto técnica como económica a lo largo del tiempo.

#### **3.1.4. Aplicaciones alternativas de microrredes**

A parte de la aplicación de microgrids en áreas rurales aisladas en que se centra este



proyecto, merece la pena destacar brevemente la posibilidad de implementarse como complemento de la red principal. Dentro del ámbito de la red principal, una microrred puede considerarse como un elemento controlado que puede ser operado, análogamente a un generador agregado. De este modo, cuando fuera económicamente beneficioso, la microrred se activaría proporcionando energía, o como un medio para proporcionar servicios auxiliares que contribuyese a la estabilidad y regulación de la red principal.

Además, el impacto de la microrred en la red de distribución principal es mínimo, siempre y cuando dentro de la microrred se consiga el equilibrio entre generación y consumo. Esto implica un grado de control, ya que las microgrids tienen el problema de generar energía intermitentemente al hacerlo a partir de fuentes renovables.

Integrar microrredes a la red principal puede ser una opción muy interesante para incorporar progresivamente energías renovables dentro del sistema de distribución. Además, sería una manera altamente eficiente, ya que por un lado estos generadores estarían ubicados cerca de los puntos de consumo, lo que implica unas pérdidas de energía por transporte muy bajas, y por otro lado se optimizaría la generación al poder hacerlo para varios puntos de consumo.

## 3.2. Programación Matemática

### 3.2.1. ¿Qué es la programación matemática?

La programación matemática se puede definir como un campo encargado de la teoría, aplicaciones y métodos computacionales necesarios para resolver los problemas de optimización.

El concepto de optimización entra en escena a la hora de abordar problemas complejos que requieren la toma de decisiones. Para ello, en primera instancia es necesario modelar el problema al que se debe hacer frente. Dicho modelo de optimización estará constituido de la siguiente manera:

- *Parámetros de entrada*: definir y seleccionar una serie de valores representativos del modelo.
- *Variables*: definir un conjunto de variables que estarán interrelacionadas. Mediante la resolución del programa, a estas variables se les asignará los valores oportunos.
- *Función objetivo*: determinar un objetivo que permite cuantificar la calidad de la decisión. Así mismo, se debe fijar si este objetivo debe ser maximizado, como sería el caso

de un modelo cuya función objetivo sea beneficio económico, o por el contrario si el objetivo debe ser minimizado, por ejemplo, si la función objetivo fuera una función de costes.

- **Restricciones:** Se tratan de ecuaciones o inecuaciones que limitan los valores que pueden adoptar las variables de decisión, y definen el modelo. Suponen, por tanto, una relación entre las variables de decisión y los recursos disponibles en el modelo.

Así pues, un modelo matemático contaría con la siguiente estructura:

$$[\text{MAX/MIN}] Z = f(x) \quad (\text{Función objetivo a optimizar})$$

$$\text{Sujeto a:} \quad (\text{Conjunto de restricciones})$$

$$g_i(x) \leq 0 \quad (i=1, \dots, m) \quad \text{siendo } x = (x_1, x_2, \dots, x_n) \text{ el conjunto de variables}$$

(R. Pastor, 2016)

A la hora de abordar un problema de decisión complejo, en muchas situaciones es muy difícil o casi imposible poder modelar completamente el sistema considerando todas las complejidades de las interacciones variables, así como todas las restricciones existentes. Por lo tanto, como con todas las técnicas cuantitativas de análisis, una formulación de optimización particular debe considerarse solo como una aproximación. En cualquier caso, se requiere de cierta habilidad para modelar, capturar los elementos esenciales de un problema y capacidad de interpretación de los resultados para obtener conclusiones adecuadas. Por tanto, la programación matemática, y por consiguiente la optimización, debe considerarse como una herramienta de conceptualización y análisis de cara a la toma de decisiones.

### 3.2.2. Tipos de programación matemática

Dentro de la programación matemática podemos diferenciar dos modalidades principales en base a si funciones matemáticas del programa son lineales o no:

- **Programación lineal:** Un problema de programación lineal se caracteriza por funciones lineales, tanto la función objetivo como en el conjunto de restricciones. Estas características de las funciones tienen una relevancia en términos de propiedades matemáticas y computacionales. Además, se trata de una herramienta de optimización en muchos casos muy útil y efectiva. Su flexibilidad a la hora de definir restricciones facilita enormemente la fase de formulación del modelo. En parte porque una gran cantidad de restricciones y objetivos que surgen en la práctica son de carácter lineal. Incluso si una función objetivo o una restricción no es lineal, en muchos casos resulta conveniente definirla

como lineal haciendo uso de métodos matemáticos.

Dentro de los modelos lineales, cabe destacar tres categorías en función del tipo de las variables de decisión:

- *Programación Lineal (PL)*: la función objetivo y las restricciones son funciones lineales, y las variables de decisión ( $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ ) pueden adoptar de valores reales.
- *Programación Lineal Entera (PLE)*: la función objetivo y las restricciones son funciones lineales, y las variables de decisión ( $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ ) únicamente pueden adoptar de valores enteros. Dentro de la PLE se debe destacar un caso particular, Programación Lineal Binaria (PLB), donde las variables únicamente pueden tener valor 0 o 1. Por lo general la PLE suele suponer una mayor dificultad en la resolución.
- *Programación Lineal Entera Mixta (PLEM)*: este caso se trata de una combinación de los dos casos citados anteriormente. Cabe destacar que el programa matemático empleado en este trabajo pertenece a esta categoría. Mientras que por un lado disponemos de variables que representan el flujo de energía que adoptan valores reales, por otro lado, disponemos de las variables como por ejemplo el número de paneles solares que será un entero o incluso binarias como es el caso de la variable que determina si se establece conexión entre dos puntos.
- **Programación no lineal**: Esta tipología de programación matemática es cuando se tiene una función objetivo y/o una o varias restricciones no son lineales. Estos casos, estaríamos ante un problema de optimización convexa, en caso de que tanto la función objetivo como las restricciones fueran convexas, o por el contrario recurrir a otro tipo de técnicas. En cualquier caso, quedaría fuera del ámbito de este trabajo, puesto que tal y como se indica anteriormente, el modelo matemático contemplado es de Programación Lineal Entera Mixta.

### 3.3. Matheurísticas

Previamente a la explicación del concepto de matheurística, partimos de la definición de heurística. Una heurística se puede definir como un procedimiento cuyo objetivo es la resolución de problemas u aprendizaje empleando un método práctico, el cual no asegura alcanzar soluciones óptimas, pero sí suficientemente buenas. Generalmente se emplea para la resolución de problemas computacionales con el objetivo de alcanzar soluciones válidas de manera eficiente. Cabe destacar que no se debe confundir Matheurística con

Metaheurística, la cual puede considerarse una tipología de heurística. La clave diferenciadora entre una heurística y una metaheurística es que, durante su ejecución, las heurísticas se atascan en los óptimos locales, mientras que las metaheurísticas tienen un mecanismo para evitar eso, pues se permite empeorar la solución en una sucesiva iteración para más adelante llegar a soluciones mejores que el óptimo local.

En cuanto a las Matheurísticas, se trata de estrategias de resolución de problemas que aplicables a problemas matemáticos facilitan la obtención de una solución. Su aplicación puede aumentar significativamente las posibilidades de resolver cualquier problema matemático, ya que intentar una resolución exacta en muchos casos puede requerir un tiempo inmanejable, o ni siquiera llegar a obtener una solución. Por tanto, se denomina matheurística a aquellos algoritmos derivados de la interoperación de heurísticas y técnicas de programación matemática.

En modelos de PLEM de pequeñas dimensiones y por tanto con un relativamente reducido número de posibles soluciones, la utilización puramente de programación matemática para resolver exactamente el problema suele dar buenos resultados. Sin embargo, en muchos casos el tiempo de resolución de modelos de PLEM crecen exponencialmente. Por tanto, cuando los modelos matemáticos aumentan de tamaño, puede resultar inviable resolver el problema de esta manera.

La matheurística es una combinación de dos disciplinas ampliamente desarrolladas como es la heurística y la programación matemática. Su desarrollo futuro está aún por explorar, no obstante, hasta el momento los trabajos en esta área están orientados a la utilización de técnicas de Programación Matemática para mejorar la búsqueda local, la hibridación de metaheurísticas y técnicas exactas de Programación Matemática, metaheurísticas para la obtención de soluciones y valores límite o solución exacta de problemas relajados.

## 4. Modelo Matemático de Optimización

En esta sección se expone en primera instancia cómo es y de qué se compone la instalación que conformará la microrred (4.1 *Elementos del sistema*). A continuación, en la sección “4.2 *Modelo Matemático*”, se desarrolla detalladamente la modelización matemática. Para ello, se parte del modelo matemático desarrollado en el Proyecto Fin de Carrera de Bruno Domènech Lega “*Modelo para el Diseño de Proyectos de Electrificación Rural con Consideraciones Técnicas y Sociales*” (Domènech, 2011). Dicho modelo ha sido ampliado añadiendo la posibilidad de generación hidráulica y considerando costes de mantenimiento, reparación y valor residual de la instalación en la función objetivo. En el modelo original, únicamente se consideraba generación eólica y solar, y la función objetivo constaba únicamente del coste de inversión.

### 4.1. Elementos del Sistema

En la figura 4-1 se puede apreciar de manera esquemática la estructura de una microrred, los elementos fundamentales que la componen y sus relaciones. En las subsecciones sucesivas se explica detalladamente las características y particularidades de dichos elementos.

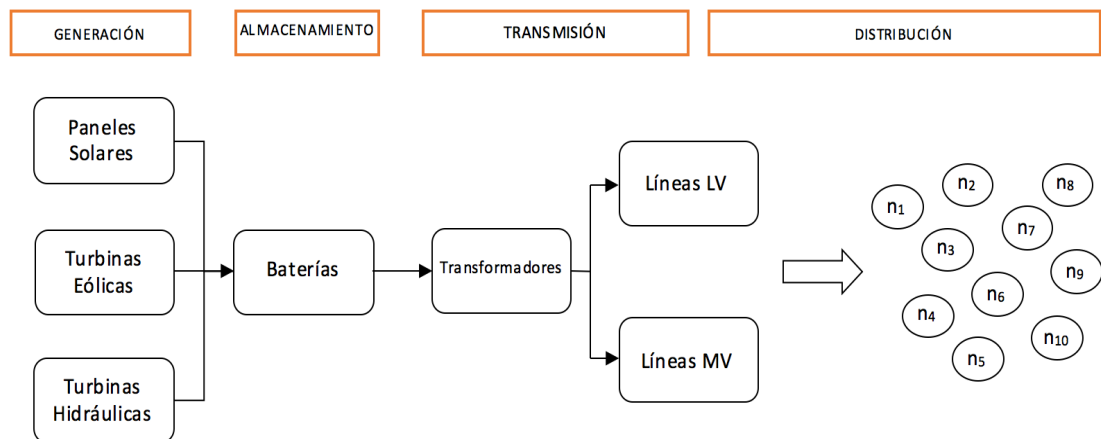


Figura 4-1 Estructura Instalación de la Microrred

Como se observa en la figura 4-1, la estructura de la red se compone de cuatro partes fundamentales, generación, almacenamiento, transmisión y distribución. En cuanto a la generación, se puede llevar a cabo mediante tres tecnologías diferentes lo que nos permitirá obtener soluciones híbridas, es decir, que el suministro puede llevarse a cabo a partir de un tipo de generación o mediante una combinación de generadores diferentes. El modelo

matemático será quién se encargue de dimensionar los generadores en función de la demanda de energía que tengan los nodos de la comunidad. Además, el modelo tiene en cuenta las pérdidas del sistema (baterías, transformadores y líneas) a la hora de buscar la mejor solución posible.

Adicionalmente a lo representado en la figura 4-1, puesto que las baterías funcionan en corriente continua (CC) y las turbinas eólicas e hidráulicas son tecnologías que trabajan en corriente alterna (CA), estas necesitan un convertidor de CA / CC. Por el contrario, los paneles fotovoltaicos pueden suministrar la energía generada a las baterías directamente.

#### **4.1.1. Nodos**

Los nodos representan los puntos que conforman la microrred. En todas las microrredes nos encontraremos tanto nodos de demanda como nodos de generación. Los nodos de demanda serán mayoría en la red y representan puntos de consumo, por lo general casas, aunque también se contemplan nodos con una demanda energética superior a la doméstica que pueden representar centros públicos, pequeños negocios o talleres, etc. Cada uno tiene sus propios requisitos de energía y potencia máxima. Estos nodos, aparte de consumir energía, también albergan equipos de generación para autoconsumo o bien consumir y distribuir por la red, según determine el modelo.

Por otro lado, los nodos no-demanda, únicamente son puntos que permiten la posibilidad de instalar generadores. Si finalmente el modelo no considera económicamente oportuno instalar ningún generador ahí, no tendrán transcendencia alguna. Estos puntos suelen representar ubicaciones de altos recursos lejos de la demanda, como zonas elevadas con gran potencial de generación eólica o cascadas para energía hidroeléctrica donde también se pueden colocar generadores. Precisamente se considera que generación hidroeléctrica únicamente tiene lugar en este tipo de nodos.

#### **4.1.2. Generadores**

Tal y como se explica en párrafos anteriores, se considerarán tres tecnologías diferentes de generación; turbinas eólicas, paneles solares fotovoltaicos y generadores hidroeléctricos, que transforman los recursos energéticos que suponen el viento, sol y caudales fluviales respectivamente en energía eléctrica para abastecer los nodos de demanda. Los sistemas hidráulicos por lo general suelen ser una opción tecnológica eficiente y económica para la electrificación. Sin embargo, su escasez, hace que sea más frecuente el uso de generadores solares y eólicos. Estos últimos tienen el problema que su generación no es constante. Sin embargo, empleando estas tres tecnologías en conjunto, estamos ante un

tipo de sistema denominado “híbrido”, que resultan ser más robustos y fiables en términos de generación de energía que si utilizase las tres modalidades de generación por separado.

#### **4.1.2.1. Aerogeneradores**

Las turbinas eólicas pueden instalarse tanto en nodos con demanda como de no-demanda. Para las turbinas eólicas, la producción de energía depende de la ubicación debido a la variabilidad del viento. Por este motivo, en los 480 ejemplares de comunidades sobre los que se ha ensayado la implementación del modelo, el potencial de generación eólica en cada nodo se ha determinado aleatoriamente siguiendo una distribución normal en función de cada tipo de aerogenerador.

#### **4.1.2.2. Paneles fotovoltaicos**

Al igual que las turbinas eólicas, los paneles fotovoltaicos pueden instalarse tanto en nodos con demanda como de no-demanda, aunque únicamente tiene sentido en el primer caso. El recurso solar, y en consecuencia el potencial de generación de los paneles fotovoltaicos, puede considerarse uniforme dentro de la misma región y más teniendo en cuenta la extensión. Por este motivo, carece de sentido ubicar paneles solares en puntos de no-demanda ya que se incurrirá en pérdidas de transmisión.

#### **4.1.2.3. Hidrogeneradores**

Los hidrogeneradores tienen la evidente limitación en que únicamente puedan ser ubicados junto a ríos u otra forma de corriente de agua siempre que exista el suficiente flujo de agua y caída que haga viable la instalación. Arbitrariamente se ha determinado que únicamente habrá un punto de generación de energía hidráulica. Esto se debe a que, por un lado, dada la extensión determinada de la comunidad, es muy poco probable encontrarse más de un punto de generación viable. Además, es habitual que las zonas rurales se desarrollen en proximidad a flujos de agua por lo que es muy factible encontrar al menos una ubicación posible.

Por último, y tal y como se avanza en el punto “4.1.1. Nodos”, los hidrogeneradores serán ubicados en nodos de no-demanda.

### **4.1.3. Baterías**

Las baterías tienen la tarea de cubrir los desajustes entre la generación de energía y el

consumo. Cuando la generación es superior al consumo, se aprovecha para recargar las baterías con el excedente. Mientras que cuando la generación de energía no es capaz de cubrir la demanda, se recurre a esta energía almacenada. Esto supone un aspecto crítico en un sistema basado principalmente en energía eólica y solar, pues tienen el inconveniente de que su disponibilidad es variable.

Adicionalmente, se necesitan de inversores para transformar la corriente de la batería de corriente continua en corriente alterna, que es tipo compatible con usos domésticos. Los inversores se dimensionan de acuerdo con los requisitos de carga máxima de los nodos suministrados, incluidas las pérdidas del sistema.

#### 4.1.4. Transmisión y distribución

La fase de transmisión engloba las acciones/procesos necesarios para hacer llegar la energía desde la generación u almacenamiento hasta los puntos de consumo, mientras que el concepto de distribución hace referencia a la configuración que adquiere la red. En las microrredes resultantes en este trabajo nos encontraremos con los siguientes casos:

- *Conexión directa*: Los generadores encargados de la producción de energía para abastecer el nodo se encuentran ubicados en el propio nodo.
- *Líneas de baja tensión (LV)*: Este tipo de conexiones es adecuado para distancias de hasta una longitud máxima para evitar pérdidas excesivas del sistema.
- *Líneas de media tensión (MV)*: Este tipo de conexiones es adecuado para distancias más grandes.

En las líneas de media tensión requiere el uso de transformadores. Utilizando los transformadores apropiados, las líneas MV pueden subdividirse para suministrar diferentes nodos de demanda a través de largas distancias. Los transformadores se dimensionan de acuerdo con los requisitos de carga máxima de los nodos suministrados. La frecuencia y el voltaje se pueden ajustar, según los requisitos del país.

Por tanto, la electricidad puede distribuirse a los puntos de consumo en auto-generación, cuando se suministra un solo nodo demanda; mediante la conexión a la microrred, cuando varios nodos de demanda se alimentan de los mismos generadores; y adicionalmente, también es podremos encontrarnos con la solución donde la distribución sea una combinación de ambos casos.



## 4.2. Modelo Matemático

En esta selección se muestra el modelo matemático desarrollado en el Proyecto Fin de Carrera de Bruno Domènech Lega “*Modelo para el Diseño de Proyectos de Electrificación Rural con Consideraciones Técnicas y Sociales*”, punto de partida de este trabajo, tal y como avanzado en secciones anteriores. El modelo aquí contemplado se ha ampliado respecto al modelo Proyecto Fin de Carrera de Bruno Domènech Lega, pues se considera generación hidráulica y la función objetivo tiene en cuenta costes de mantenimiento, sustitución y valor residual de la instalación. Dicho programa matemático queda definido a partir de las tablas 4-1 *Parámetros del Modelo* y 4-2 *Variables*, y los apartados de *Función objetivo* y *Restricciones*:

### - Parámetros del modelo

Categoría	Nomenclatura	Definición	Índice
Parámetros Generales	$L^{PRJ}$	Vida útil prevista del proyecto (años).	—
	$\rho^{INT}, \rho^{DISC}$	Inflación y tasa de descuento.	
	$\alpha$	Parámetro utilizado para ponderar costes a lo largo del proyecto y las caídas de tensión en la función objetivo.	
Nodos	$N^{DEM}, N^{NoDEM}, N^{ALL}$	Conjunto de nodos de demanda, conjunto propuesto de nodos de no-demanda y $N^{ALL} = \{N^{DEM} \cup N^{NoDEM}\}$ conjunto total de nodos.	
	$D_{p,d}^{NODE}, D_v^{LIM}$	Distancia (m) entre toda pareja de nodos $p$ y $d$ , y distancia límite (m) para conexión $p \in N^{ALL}, d \in N^{ALL}, v=1;2$ directa de LV ( $v=1$ ) y MV ( $v=2$ ).	
	$N_{p,1}^{DOWN}$	Conjunto de nodos $d$ (aguas abajo) que pueden ser conectados directamente desde el nodo $p$ en LV $p \in N^{ALL}, d \in N^{ALL} : \begin{cases} p \neq d \\ D_{p,d}^{NODE} \leq D_1^{LIM} \end{cases}$	
	$N_{p,1}^{UP}$	Conjunto de nodos $u$ (aguas arriba) que pueden ser conectados directamente desde el nodo $p$ en LV $p \in N^{ALL}, u \in N^{ALL} : \begin{cases} p \neq u \\ D_{u,p}^{NODE} \leq D_1^{LIM} \end{cases}$	

	$N_{p,2}^{DOWN}$	Conjunto de nodos d (aguas abajo) que pueden ser conectados directamente desde el nodo p en MV	$p \in N^{ALL}, d \in N^{ALL} : \begin{cases} p \neq d \\ D_{p,d}^{NODE} \geq D_2^{LIM} \end{cases}$
	$N_{p,2}^{UP}$	Conjunto de nodos u (aguas arriba) que pueden ser conectados directamente desde el nodo p en MV	$p \in N^{ALL}, u \in N^{ALL} : \begin{cases} p \neq d \\ D_{u,p}^{NODE} \geq D_2^{LIM} \end{cases}$
Demanda	$E_p^{DEM}, P_p^{DEM}, T^{DEM}$	Energía [Wh/día] y potencia máxima [W] en cada nodo p, y periodo de autosuficiencia (días). La energía y la carga máxima en los nodos sin demanda toman el valor 0, mientras que el periodo autosuficiencia es única para todo el sistema.	$p \in N^{ALL}$
	$\cos \theta; \sin \theta$	Factor de potencia activa t reactiva	
Generadores Eólicos	$N^{WT}, N^{WT-MAX}$	Número de opciones disponibles de generadores eólicos y número máximo de aerogeneradores permitidos en un nodo.	
	$C_w^{WT-invt}, C_w^{WT-mnt}$	Coste de Inversión (€), coste de mantenimiento (€/año) y vida útil de cada generador w (años).	$p \in N^{ALL}, w \in N^{WT}$
	$L_w^{WT}, E_{p,w}^{WT}$	Energía producida (Wh/día) por cada generador eólico w ubicado en el nodo p	
Paneles Solares	$N^{PV}, N^{PV-MAX}$	Número de opciones disponibles de paneles solares y número máximo de paneles permitidos en un nodo.	
	$C_s^{PV-invt}, C_s^{PV-mnt}$	Coste de Inversión (€), Coste de mantenimiento (€/año)	$s \in N^{PV}$
	$L_s^{PV}, E_s^{PV}$	Vida útil (años) y energía producida (Wh/día) por cada panel solar s	
Generadores Hidráulicos	$N_p^H$	Número de opciones disponibles de generadores hidráulicos en un nodo p	$p \in N^{ALL}, h \in N_p^H$

		$C_{p,h}^{H\_invst}, C_{p,h}^{H\_mnt}, E_{p,h}^H$	Coste de Inversión (€), costes de mantenimiento (€/año) y energía producida (Wh/día) del generador $h$ ubicado en el nodo $p$	
		$N^{BAT}, \eta^{BAT}$	Número de opciones disponibles de baterías y el rendimiento (rendimiento común a todas las diferentes baterías)	
Baterías		$C_b^{BAT\_invst}, C_b^{BAT\_mnt}$	Coste de inversión (€), coste de mantenimiento (€/año)	$b \in N^{BAT}$
		$L_b^{BAT}, E_b^{BAT}, D_b^{BAT}$	Vida útil (años), capacidad de almacenamiento (Wh) y factor de descarga de cada batería $b$	
		$N^{INV}, \eta^{INV}$	Número de opciones disponibles de inversores y rendimiento (rendimiento común a todos los diferentes inversores)	$i \in N^{INV}$
Inversores		$C_i^{INV\_invst}, L_i^{INV}, P_i^{INV}$	Coste de inversión (€), vida útil (años) y potencia máxima [W] de cada inversor $i$	
		$N^{TRF}, \eta^{TRF}$	Número de opciones disponibles de transformadores y rendimiento (rendimiento común a todos los diferentes transformadores)	$t \in N^{TRF}$
Transformadores		$C_t^{TRF\_invst}, L_t^{TRF}, P_t^{TRF}$	Coste de inversión (€), vida útil (años) y potencia máxima [W] de cada transformador $t$	
Edificios		$C^{BLD}$	Coste de la construcción para albergar baterías e inversores cuando estos sean instalados en nodos de no-demanda (€)	—
Líneas	$\left( \begin{array}{l} v = 1 : LV \\ v = 2 : MV \end{array} \right)$	$N_v^{LINE}, \beta_v^{LINE}, \eta^{LINE}$	Número de opciones disponibles de líneas, su factor de ajuste (2 = monofásico; $\sqrt{3}$ = trifásico) para un rango de tensión $v$ y la eficiencia de las líneas.	$l \in N_v^{LINE}, v = 1; 2$

$C_{v,l}^{LINE\_invst}, C_{v,l}^{LINE\_mnt}$	Coste de inversión (€), coste de mantenimiento (€/año).
$R_{v,l}^{LINE}, X_{v,l}^{LINE}, I_{v,l}^{LINE}$	Resistencia eléctrica [Ω/m], Reactancia eléctrica [Ω/m] y corriente eléctrica [A] de la línea $l$ en un rango de tensión $v$ .
$V_v^{NOM}, V_v^{MIN}, V_v^{MAX}$	Voltaje nominal, potencia mínima y máxima [V] para el rango de tensión $v$ .

Tabla 4-1 Parámetros del Modelo

## - Variables

Tipo de Variable	Nombre de Variable	Definición	Índices
Enteras no-negativas	$x_{p,w}^{WT}, x_{p,s}^{PV}, x_{p,b}^{BAT}, x_{p,i}^{INV}, x_{p,t}^{TRF}$	Número de generadores eólicos $w$ , paneles fotovoltaicos $s$ , baterías $b$ , inversores $i$ y transformadores $t$ ubicados en el nodo $p$	$p \in N^{ALL}, w \in N^{WT}, s \in N^{PV}, b \in N^{BAT}, i \in N^{INV}, t \in N^{TRF}$
	$e_{p,d,v}^{FLOW}, p_{p,d,v}^{FLOW}$	Flujo de Energía (Wh/día) y potencia (W) en carga máxima entre los nodos $p$ y $d$ , para el rango de tensión $v$	$p \in N^{ALL}, d \in N_{p,v}^{DOWN}, v = 1; 2$
Reales no-negativas	$\Delta v_{p,d,v}$	Diferencia de voltaje entre los nodos conectados $p$ y $d$ , para el rango de tensión $v$	
	$v_p^{IN}, v_{p,v}^{OUT}$	Voltaje de entrada y salida (V) en cada nodo $p$ (estas variables dependen del rango de voltaje)	$p \in N^{ALL}, v = 1; 2:$ $V_1^{MIN} \leq v_p^{IN} \leq V_2^{MAX}$ $V_v^{MIN} \leq v_{p,v}^{OUT} \leq V_v^{MAX}$
Binarias	$u_{p,h}^H \in \{0,1\}$	1, si un generador hidráulico $h$ es ubicado en el nodo $p$	$p \in N^{ALL}, h \in N_p^H$
	$u_p^{GEN} \in \{0,1\}$	1, si al menos un generador es ubicado en el nodo $p$	$p \in N^{ALL}$

$$u_{p,d,v,l}^{LINE} \in \{0,1\} \quad \begin{array}{l} 1, \text{ si los nodos } p \text{ y } d \text{ son conectados} \\ \text{directamente mediante una línea } l \\ \text{en el rango de tensión } v \end{array} \quad \begin{array}{l} p \in N^{ALL}, d \in N_{p,v}^{DOWN} \\ v = 1; 2, l \in N_v^{LINE} \end{array}$$

Tabla 4-2 Variables del Modelo

### - Función Objetivo

La función objetivo (Ec 4-1) minimiza el coste total del proyecto, y se compone del coste de inversión (IC) (Ec 4-2), siendo la suma de los costes de los generadores, líneas de transmisión/conductores, baterías y componentes, coste de mantenimiento (MC) (Ec 4-3), reemplazo (RC) (Ec 4-4) y valor residual de la instalación (SC) (Ec 4-5), así como las caídas de voltaje ponderadas en  $\alpha$  entre nodos de microrred. El objetivo del último término no es modificar la estructura de la microrred, sino mejorar su eficiencia.

$$[MIN]Z = IC + MC + RC - SC + \alpha \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{d \in N_{p,v}^{DOWN}} \sum_{v=1}^2 \Delta v_{p,d,v} \quad (\text{Ec 4-1})$$

Los costes de inversión (IC) (Ec 4-2) se calculan como la suma del costo de capital de cada turbina eólica, panel solar fotovoltaico, central hidroeléctrica, batería, inversor, transformador, edificio adicional, línea LV y línea MV instaladas.

$$\begin{aligned} IC = & \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{w \in N^{WT}} x_{p,w}^{WT} C_w^{WT\_invst} + \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{s \in N^{PV}} x_{p,s}^{PV} C_s^{PV\_invst} + \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{h \in N_p^H} u_{p,h}^H C_{p,h}^{H\_invst} + \\ & \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{b \in N^{BAT}} x_{p,b}^{BAT} C_b^{BAT\_invst} + \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{i \in N^{INV}} x_{p,i}^{INV} C_i^{INV\_invst} + \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{t \in N^{TRF}} x_{p,t}^{TRF} C_t^{TRF\_invst} + \\ & \sum_{p \in N^{NODEM}} u_p^{GEN} C^{BLD} + \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{d \in N_{p,v}^{DOWN}} \sum_{v=1}^2 \sum_{l \in N_v^{LINE}} u_{p,d,v,l}^{LINE} D_{p,d}^{NODE} C_{v,l}^{LINE\_invst} \end{aligned} \quad (\text{Ec 4-2})$$

Los costes de mantenimiento (MC) (Ec 4-3) se calculan como la suma del mantenimiento anual de cada turbina eólica, panel solar fotovoltaico, central hidroeléctrica, batería, línea de LV y línea de MT instalada, considerando el factor de recuperación de capital.

$$MC = \left\{ \begin{aligned} & \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{w \in N^{WT}} x_{p,w}^{WT} C_w^{WT\_mnt} + \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{s \in N^{PV}} x_{p,s}^{PV} C_s^{PV\_mnt} + \\ & \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{h \in N_p^H} u_{p,h}^H C_{p,h}^{H\_mnt} + \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{b \in N^{BAT}} x_{p,b}^{BAT} C_b^{BAT\_mnt} + \\ & \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{d \in N_{p,v}^{DOWN}} \sum_{v=1}^2 \sum_{l \in N_v^{LINE}} u_{p,d,v,l}^{LINE} D_{p,d}^{NODE} C_{v,l}^{LINE\_mnt} \end{aligned} \right\} + \frac{1 + \rho^{INT}}{\rho^{DISC} - \rho^{INT}} \left[ 1 - \left( \frac{1 + \rho^{INT}}{1 + \rho^{DISC}} \right)^{L^{PRJ}} \right] \quad (Ec 4-3)$$

Los costes de reemplazo (RC) (Ec 4-4) se calculan como la suma de los costos de sustitución para cada turbina eólica, panel solar fotovoltaico, batería, inversor y transformador instalado, considerando en cada caso el valor presente neto en el momento de la sustitución. Tomando el ejemplo de las turbinas eólicas, se necesitan unidades  $L^{PRJ} / L_w^{WT}$  en todo el proyecto, aunque la primera se incluye en los costos de inversión, por lo que se requieren reemplazos  $L^{PRJ} / L_w^{WT} - 1$ . Como  $L^{PRJ} / L_w^{WT}$  puede tomar valores reales, se redondea a un valor entero.

$$RC = \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{w \in N^{WT}} \sum_{j=1}^{\left\lfloor \frac{L^{PRJ}}{L_w^{WT}} \right\rfloor - 1} x_{p,w}^{WT} C_w^{WT\_invst} \left( \frac{1 + \rho^{INT}}{1 + \rho^{DISC}} \right)^{j \cdot L_w^{WT}} + \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{s \in N^{PV}} \sum_{j=1}^{\left\lfloor \frac{L^{PRJ}}{L_s^{PV}} \right\rfloor - 1} x_{p,s}^{PV} C_s^{PV\_invst} \left( \frac{1 + \rho^{INT}}{1 + \rho^{DISC}} \right)^{j \cdot L_s^{PV}} + \\ \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{b \in N^{BAT}} \sum_{j=1}^{\left\lfloor \frac{L^{PRJ}}{L_b^{BAT}} \right\rfloor - 1} x_{p,b}^{BAT} C_b^{BAT\_invst} \left( \frac{1 + \rho^{INT}}{1 + \rho^{DISC}} \right)^{j \cdot L_b^{BAT}} + \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{i \in N^{INV}} \sum_{j=1}^{\left\lfloor \frac{L^{PRJ}}{L_i^{INV}} \right\rfloor - 1} x_{p,i}^{INV} C_i^{INV\_invst} \left( \frac{1 + \rho^{INT}}{1 + \rho^{DISC}} \right)^{j \cdot L_i^{INV}} + \\ \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{t \in N^{TRF}} \sum_{j=1}^{\left\lfloor \frac{L^{PRJ}}{L_t^{TRF}} \right\rfloor - 1} x_{p,t}^{TRF} C_t^{TRF\_invst} \left( \frac{1 + \rho^{INT}}{1 + \rho^{DISC}} \right)^{j \cdot L_t^{TRF}} \quad (Ec 4-4)$$

El valor residual (SC) (Ec 4-5) se calculan como la suma de los valores residuales para cada turbina eólica, panel solar fotovoltaico, batería, inversor y transformador instalados, considerando el valor presente neto al final de la vida útil del proyecto. Tomando el ejemplo de las turbinas eólicas, se necesitan unidades  $L^{PRJ} / L_w^{WT}$  en todo el proyecto.

$$SC = \left\{ \begin{aligned} & \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{w \in N^{WT}} x_{p,w}^{WT} C_w^{WT\_invst} \left( \left\lfloor \frac{L^{PRJ}}{L_w^{WT}} \right\rfloor - \frac{L^{PRJ}}{L_w^{WT}} \right) + \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{s \in N^{PV}} x_{p,s}^{PV} C_s^{PV\_invst} \left( \left\lfloor \frac{L^{PRJ}}{L_s^{PV}} \right\rfloor - \frac{L^{PRJ}}{L_s^{PV}} \right) + \\ & \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{b \in N^{BAT}} x_{p,b}^{BAT} C_b^{BAT\_invst} \left( \left\lfloor \frac{L^{PRJ}}{L_b^{BAT}} \right\rfloor - \frac{L^{PRJ}}{L_b^{BAT}} \right) + \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{i \in N^{INV}} x_{p,i}^{INV} C_i^{INV\_invst} \left( \left\lfloor \frac{L^{PRJ}}{L_i^{INV}} \right\rfloor - \frac{L^{PRJ}}{L_i^{INV}} \right) + \\ & \sum_{p \in N^{ALL}} \sum_{t \in N^{TRF}} x_{p,t}^{TRF} C_t^{TRF\_invst} \left( \left\lfloor \frac{L^{PRJ}}{L_t^{TRF}} \right\rfloor - \frac{L^{PRJ}}{L_t^{TRF}} \right) \end{aligned} \right\} \left( \frac{1 + \rho^{INT}}{1 + \rho^{DISC}} \right)^{L^{PRJ}} \quad (E 4-5)$$

## - Restricciones

- *Nodos de generación:* Las restricciones Ec 4-6 hasta Ec 4-9 definen nodos de

generación. Si al menos una turbina eólica (Ec 4-6), un panel fotovoltaico solar (Ec 4-7) o una central hidroeléctrica están instalados en un nodo (Ec 4-8), dicha ubicación se define como un nodo de generación. De lo contrario, es un nodo de no generación (Ec 4-9). Además, el número de turbinas eólicas (Ec 4-6) y paneles solares fotovoltaicos (Ec 4-7) instalados en el mismo lugar está delimitado, debido a limitaciones de espacio.

$$\sum_{w \in N^{WT}} x_{p,w}^{WT} \leq N^{WT\_MAX} u_p^{GEN} \quad p \in N^{ALL} \quad (\text{Ec 4-6})$$

$$\sum_{s \in N^{PV}} x_{p,s}^{PV} \leq N^{PV\_MAX} u_p^{GEN} \quad p \in N^{ALL} \quad (\text{Ec 4-7})$$

$$\sum_{h \in N_p^H} u_{p,h}^H \leq u_p^{GEN} \quad p \in N^{ALL} \quad (\text{Ec 4-8})$$

$$\sum_{w \in N^{WT}} x_{p,w}^{WT} + \sum_{s \in N^{PV}} x_{p,s}^{PV} + \sum_{h \in N_p^H} u_{p,h}^H \geq u_p^{GEN} \quad p \in N^{ALL} \quad (\text{Ec 4-9})$$

- *Satisfacción de demanda:* La restricción Ec-10 establece las condiciones para la conservación de energía. En cada nodo, la energía suministrada (desde una línea aguas arriba o generadores instalados) debe ser mayor o igual al consumo de energía (en ese nodo, considerando las pérdidas y los nodos aguas abajo). La opción "superior a" se considera para fines de modelado, suponiendo que los excesos de suministro se equilibren a través de un sistema de carga de descarga. Las eficiencias de la batería y el inversor se incluyen como factores que reducen la salida real de los generadores, mientras que la eficiencia de las líneas y el factor de potencia aumentan la demanda de energía en cada nodo. Tenga en cuenta que la eficiencia de las líneas solo se considera para los nodos que no son de generación ( $u_p^{GEN} = 0$ ).

$$\sum_{u \in N_{p,v}^{UP}} \sum_{v=1}^2 e_{u,p,v}^{FLOW} + \left( \sum_{w \in N^{WT}} x_{p,w}^{WT} E_{p,w}^{WT} + \sum_{s \in N^{PV}} x_{p,s}^{PV} E_s^{PV} + \sum_{h \in N_p^H} u_{p,h}^H E_{p,h}^H \right) \eta^{BAT} \eta^{INV} \geq \frac{E_p^{DEM}}{\cos \theta} \left( \frac{1}{\eta^{LINE}} + \left( 1 - \frac{1}{\eta^{LINE}} \right) u_p^{GEN} \right) + \sum_{d \in N_{p,v}^{DOWN}} \sum_{v=1}^2 e_{p,d,v}^{FLOW} \quad p \in N^{ALL} \quad (\text{Ec 4-10})$$

La restricción Ec 4-11 es análoga a Ec 4-10, pero para la carga máxima. La potencia máxima en un nodo (limitada por una línea ascendente o un inversor instalado) debe ser mayor o igual que los requisitos de carga máxima (en ese

nodo y nodos descendentes). Las restricciones Ec 4-10 y Ec 4-11 definen indirectamente la interdependencia entre flujos en una línea versus flujos en otras líneas; el flujo aguas arriba de un nodo está relacionado con el flujo aguas abajo de dicho nodo.

$$\sum_{u \in N_{p,v}^{UP}} \sum_{v=1}^2 p_{u,p,v}^{FLOW} + \sum_{i \in N^{INV}} x_{p,i}^{INV} P_i^{INV} \geq \frac{P_p^{DEM}}{\cos \theta} \left( \frac{1}{\eta^{LINE}} + \left( 1 - \frac{1}{\eta^{LINE}} \right) u_p^{GEN} \right) + \sum_{d \in N_{p,v}^{DOWN}} \sum_{v=1}^2 p_{p,d,v}^{FLOW} \quad p \in N^{ALL} \quad (\text{Ec 4-11})$$

- *Dimensionamiento de la batería:* La capacidad de la batería está dimensionada en la restricción Ec 4-12. La capacidad de las baterías instaladas en un nodo, teniendo en cuenta la profundidad de descarga permitida, la eficiencia de la batería y el inversor y el período de autosuficiencia, debe ser mayor o igual al consumo de energía en ese nodo y en los nodos aguas abajo. Como las baterías solo se instalan en los nodos de generación, esta restricción permanece inactiva en los nodos de no generación ( $u_p^{GEN} = 0$ ).

$$\frac{\eta^{BAT} \eta^{INV}}{T^{DEM}} \sum_{b \in N^{BAT}} x_{p,b}^{BAT} E_b^{BAT} D_b^{BAT} + E^{AUX} (1 - u_p^{GEN}) \geq \frac{E_p^{DEM}}{\cos \theta} + \sum_{d \in N_{p,v}^{DOWN}} \sum_{v=1}^2 e_{p,d,v}^{FLOW} \quad p \in N^{ALL} \quad (\text{Ec 4-12})$$

- *Ubicación del inversor:* La restricción Ec 4-13 requiere que los inversores se instalen solo en los nodos de generación. El término auxiliar se incluye para comparar la variable entera  $x_{p,i}^{INV}$  con la variable binaria  $u_p^{GEN}$ .

$$\sum_{i \in N^{INV}} x_{p,i}^{INV} \leq P^{AUX} u_p^{GEN} \quad p \in N^{ALL} \quad (\text{Ec 4-13})$$

- *Relación entre flujos y líneas.* Las restricciones Ec-14 y Ec-15 vinculan la energía y los flujos de potencia en la carga máxima con la existencia de una línea entre cada par de nodos, en cada rango de voltaje.

$$e_{p,d,v}^{FLOW} \leq E^{AUX} \sum_{l \in N_v^{LINE}} u_{p,d,v,l}^{LINE} \quad p \in N^{ALL}, d \in N_{p,v}^{DOWN}, v = 1; 2 \quad (\text{Ec 4-14})$$

$$p_{p,d,v}^{FLOW} \leq P^{AUX} \sum_{l \in N_v^{LINE}} u_{p,d,v,l}^{LINE} \quad p \in N^{ALL}, d \in N_{p,v}^{DOWN}, v = 1; 2 \quad (\text{Ec 4-15})$$

- *Configuración de microrredes:* La restricción Ec 4-16 establece una microrred radial (forma de árbol), por lo que cada nodo puede tener una sola línea ascendente, ya sea LV o MV, o ser un nodo de generación. Además, la restricción Ec 4-17 asegura que las líneas MV descendentes solo comiencen en



los nodos de generación o en los nodos que tengan una línea MV ascendente.

$$\sum_{u \in N_{p,v}^{UP}} \sum_{v=1}^2 \sum_{l \in N_v^{LINE}} u_{u,p,v,l}^{LINE} + u_p^{GEN} \leq 1 \quad p \in N^{ALL} \quad (\text{Ec 4-16})$$

$$\sum_{d \in N_{p,2}^{DOWN}} \sum_{l \in N_2^{LINE}} u_{p,d,2,l}^{LINE} \leq \left( \sum_{u \in N_{p,2}^{UP}} \sum_{l \in N_2^{LINE}} u_{u,p,2,l}^{LINE} + u_p^{GEN} \right) N^{DEM} \quad p \in N^{ALL} \quad (\text{Ec 4-17})$$

- *Caída de voltaje:* El voltaje en cada nodo está encerrado en la definición de variables. Además, la restricción Ec 4-18 relaciona la caída de voltaje entre cada par de nodos en cada rango de voltaje con su distancia relativa, la resistencia y la reactancia de la línea instalada y la potencia que fluye entre ellos en la carga máxima. La restricción Ec 4-19 que la corriente nominal de la línea utilizada sea suficiente para la potencia que fluye en la carga máxima. Ambas restricciones permanecen inactivas entre los nodos no conectados p y d ( $u_{p,d,v,l}^{LINE} = 0$ ).

$$v_{p,v}^{OUT} - v_d^{IN} \geq \beta_v^{LINE} \frac{D_{p,d}^{NODE} p_{p,d,v}^{FLOW} (R_{v,l}^{LINE} \cos \theta + X_{v,l}^{LINE} \sin \theta)}{V_v^{NOM}} - V_2^{MAX} (1 - u_{p,d,v,l}^{LINE})$$

$$p \in N^{ALL}, d \in N_{p,v}^{DOWN}, v = 1; 2, l \in N_v^{LINE} \quad (\text{Ec 4-18})$$

$$p_{p,d,v}^{FLOW} - P^{AUX} (1 - u_{p,d,v,l}^{LINE}) \leq I_{v,l}^{LINE} V_v^{NOM} \quad p \in N^{ALL}, d \in N_{p,v}^{DOWN}, v = 1; 2, l \in N_v^{LINE} \quad (\text{Ec 4-19})$$

La restricción Ec 4-20 relaciona el voltaje de entrada y salida. Si un nodo tiene una línea LV aguas arriba ( $u_{u,p,1,l}^{LINE} = 1$ ), el voltaje de entrada está vinculado al voltaje LV de salida. Por el contrario, si un nodo tiene una línea MV ascendente ( $u_{u,p,2,l}^{LINE} = 1$ ), el voltaje de entrada está vinculado al voltaje MV de salida.

$$v_p^{IN} \geq v_{p,v}^{OUT} - V_v^{MAX} \left( 1 - \sum_{u \in N_p^{UP}} \sum_{l \in N_v^{LINE}} u_{u,p,v,l}^{LINE} \right) \quad p \in N^{ALL}, v = 1; 2 \quad (\text{Ec 4-20})$$

- *Caída de voltaje entre nodos conectados:* La diferencia de voltaje entre dos nodos ( $v_{p,v}^{OUT} - v_p^{IN}$ ) toma un cierto valor, independientemente de si están conectados o no. Sin embargo, para mejorar la calidad del suministro en la función objetivo, solo se debe considerar la caída de voltaje entre los nodos conectados. La restricción Ec 4-21 define para ambos rangos de voltaje dicha variable ( $\Delta v_{p,d,v}$ ). Si dos nodos no están conectados ( $u_{p,d,v,l}^{LINE} = 0$ ), la variable

toma el valor cero.

$$\Delta v_{p,d,v} \geq v_{p,v}^{OUT} - v_d^{IN} - V_2^{MAX} \left( 1 - \sum_{l \in N_v^{LINE}} u_{p,d,v,l}^{LINE} \right) \quad p \in N^{ALL}, d \in N_{p,v}^{DOWN}, v = 1;2 \quad (\text{Ec 4-21})$$

- *Dimensionamiento de transformadores:* Hay dos situaciones diferentes que requieren de transformadores. Por un lado, los nodos suministrados por una línea de MV aguas arriba Ec 4-22, en cuyo caso la potencia máxima de los transformadores debe ser mayor o igual que la carga máxima en ese nodo y los nodos aguas abajo suministrados a través de líneas de LV. Por otro lado, los nodos de generación que suministran otros nodos a través de líneas de MV Ec 4-23, en cuyo caso la potencia máxima de los transformadores debe ser mayor o igual que la carga máxima en dichos nodos aguas abajo.

$$\sum_{t \in N^{TRF}} x_{p,t}^{TRF} P_t^{TRF} \geq \frac{P_p^{DEM}}{\cos \theta} + \sum_{d \in N_{p,1}^{DOWN}} P_{p,d,1}^{FLOW} - P^{AUX} \left( 1 - \sum_{u \in N_{p,v}^{UP}} \sum_{l \in N_2^{LINE}} u_{u,p,2,l}^{LINE} \right) \quad p \in N^{ALL} \quad (\text{Ec 4-22})$$

$$\sum_{t \in N^{TRF}} x_{p,t}^{TRF} P_t^{TRF} \geq \sum_{d \in N_{p,2}^{DOWN}} P_{p,d,2}^{FLOW} - P^{AUX} (1 - u_p^{GEN}) \quad p \in N^{ALL} \quad (\text{Ec 4-23})$$

## 5. Desarrollo de Matheurísticas

### 5.1. Función de las Matheurísticas

Tal y como se indica en capítulos previos, la resolución de este modelo matemático tiene la problemática del tiempo de cálculo. Uno de los factores que afecta más significativamente a ello es el número de nodos. Un ligero incremento en la cantidad de nodos de la comunidad a experimentar de un ensayo a otro puede desembocar en un incremento de enorme en el tiempo de ejecución. Esto se debe a que el número de nodos puede afectar exponencialmente en el número posible de soluciones, ya que determina las posibilidades de generación y las posibilidades de conexión con el resto de nodos. Por ello, mediante la implementación de procedimientos matheurísticos se pretende limitar las posibles conexiones, en otras palabras, que los algoritmos matheurísticos descarten conexiones que a priori, con mayor o menos nivel de evidencia, no parezcan que formen parte de la solución óptima. Por ejemplo, dos puntos de una comunidad ubicados geográficamente en lados opuestos, no parece que una solución óptima vaya a incluir la conexión directa entre ambos. Por tanto, la heurística impide esta conexión de esta manera que el modelo no empleará tiempo en probar malas soluciones y por tanto podrá encontrar la mejor solución más rápidamente. Puesto que la red puede contar con conexiones tanto de baja tensión (LV) como de media tensión (MV), se han desarrollado algoritmos específicos para ambas categorías.

#### 5.1.1. Problemática de Tiempo de Cálculo en Implementaciones del Modelo Matemático

El proyecto de instalar una red de distribución eléctrica, independientemente del tamaño de la comunidad en cuestión, es de una envergadura tal, tanto en términos de inversión como de años de vida útil de la instalación, que es razonable emplear un tiempo del orden de varios días e incluso semanas en realizar los cálculos de optimización, y en principio no supondría un impacto significativo al calendario de ejecución de dicho proyecto. Sin embargo, ejecutar el modelo en busca de la solución óptima realmente no es una opción tan factible como a priori podría parecer. En primer lugar, porque el diseño de un sistema de generación y distribución eléctrica requiere muchos cálculos y simulaciones iniciales, estimaciones para dimensionar el proyecto, realizar estudios de viabilidad, u otras tareas principalmente asociadas a las primeras fases del proyecto. Estos factores sumados a qué

aplicar el modelo en una u otra comunidad puede hacer aumentar el tiempo de cálculo de manera exponencial, ya que un aumento en el número de nodos, su demanda energética o simplemente una variación en la disposición de los nodos en el plano puede hacer cambiar enormemente el número de posibles soluciones. Esto significa que cuando se ejecuta el modelo sin heurísticas, podemos tardar minutos, horas, días en encontrar una solución, o incluso no tener solución por no llegar a un óptimo.

Por lo tanto, mediante el desarrollo de las matheurísticas, se permitirá realizar numerosos ensayos en un tiempo reducido y acotado, obtener del modelo soluciones de calidad y con un coste computacional razonable. Aun implementando matheurísticas, no podemos delimitar concretamente el tiempo de cálculo para un ensayo. Por ello, será necesario establecer un tiempo límite en el cual, si software de optimización, en este caso *ILOG CPLEX*, no ha obtenido el óptimo en cuyo caso da por terminada la ejecución, dará por válida la mejor solución obtenida hasta el momento.

### **5.1.2. Determinación del Tiempo de Cálculo de Experimentación**

Tal y como se explica y desarrolla en la sección 6 “Experimentación computacional”, la experimentación del modelo se llevará a cabo con 480 ensayos.

El tiempo por ensayo que finalmente se ha estipulado son 45 minutos, lo que en global supone un tiempo de ejecución de 360 horas. Para llegar a determinar esta cifra, se ha partido de la hipótesis que el periodo destinado en un proyecto para realizar cálculos de diseño es de uno a tres meses, lo que supone un rango de 160 a 480 horas laborables (40 horas semanales).

No obstante, el tiempo límite es un parámetro fácilmente modificable por si fuera necesario para futuras aplicaciones.

## **5.2. Matheurísticas para Conexiones de Baja Tensión**

Las líneas de baja tensión son de menor coste, pero dejan de ser eficientes cuando se transporta más energía. Por tanto, a priori tendría más sentido emplear baja tensión para conexiones de cercanía. En los apartados 5.2.1 y 5.2.2 se desarrollan las matheurísticas a aplicar sobre las conexiones de baja tensión, así como sus características.

### 5.2.1. Breakeven distance

Partiendo de la base que el programa matemático, a la hora de calcular la mejor solución posible, analiza la conveniencia de si un nodo debe autoabastecerse, es decir, instalar *in-situ* un generador o establecer conexión con la microrred, surge la idea desarrollar un algoritmo que procese los datos de manera que descarte la posible conexión entre cada pareja existente de nodos en base a si el coste de electrificación individual, o autogeneración, pudiera tener un coste menor que el coste de establecer la conexión mediante la extensión de la línea.

Por lo tanto, por un lado, para cada nodo se calcula el coste de electrificación individual. El algoritmo desarrollado en primer lugar, en base a la demanda energética de cada nodo, calcula la combinación de generadores menos costosa para satisfacer dicha demanda mediante autogeneración. Esta selección de generadores se lleva a cabo ordenando en una única lista en orden creciente todos los paneles fotovoltaicos más los aerogeneradores en función del cociente  $\text{€/kWh}$ . Evidentemente, en casos de alta demanda, podemos encontrarnos que el algoritmo selecciona varias unidades del mismo generador. El algoritmo funciona de modo que mientras la energía suministrada (autogenerada) al nodo sea menor que la demanda, se van añadiendo más generadores. Si la energía que puede suministrar un generador al incluir en el nodo ya excede la demanda, entonces el algoritmo va a buscar el generador más económico en términos absolutos, es decir, mirando únicamente el coste total (€), que cubra esa brecha restante. Además, cabe señalar que este ratio se mantendrá constante para todos los nodos en el caso de los paneles fotovoltaicos, pero variará siempre para los aerogeneradores, pues estos tendrán un potencial de generación diferente en cada nodo. Por tanto, una vez determinado los generadores necesarios, ya disponemos el coste de electrificación individual, es decir, el sumatorio de los costes de los generadores seleccionados:

$$CEI_i = \sum_w x_{i,w}^{WT} \cdot C_W^{WT\_Invst} + \sum_s x_{i,s}^{PV} \cdot C_S^{PV\_Invst} \quad \forall i \in N^{ALL} \quad (\text{Ec 5-1})$$

\* $CEI_i$  = Coste Electrificación Individual del nodo  $i$

Por otro lado, para cada pareja de nodos, se calcula la distancia que las separa. De hecho, esta es una de las primeras acciones que lleva a cabo el algoritmo, donde genera una matriz  $n \times n$ , siendo  $n$  el número de nodos, con la distancia euclidiana que les separa:

$$d_{i,j} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \quad \forall i, j \in N^{ALL} \quad (\text{Ec 5-2})$$

siendo  $x$  e  $y$  las coordenadas de dichos nodos

Una vez obtenida la distancia euclidiana, podemos determinar el coste de extensión de la red teniendo en cuenta el coste de inversión  $C_{LV}^{LINE\_invst}$  (€/km) y mantenimiento  $C_{LV}^{LINE\_mnt}$  (€/km·año) de la línea, según se indica en la siguiente ecuación:

$$CC_{i,j} = (C_{LV}^{LINE\_invst} + L \cdot C_{LV}^{LINE\_mnt}) \cdot d_{i,j} \quad \forall i, j \in N^{ALL} \quad (\text{Ec 5-3})$$

siendo  $L$  la vida útil de la instalación (años)

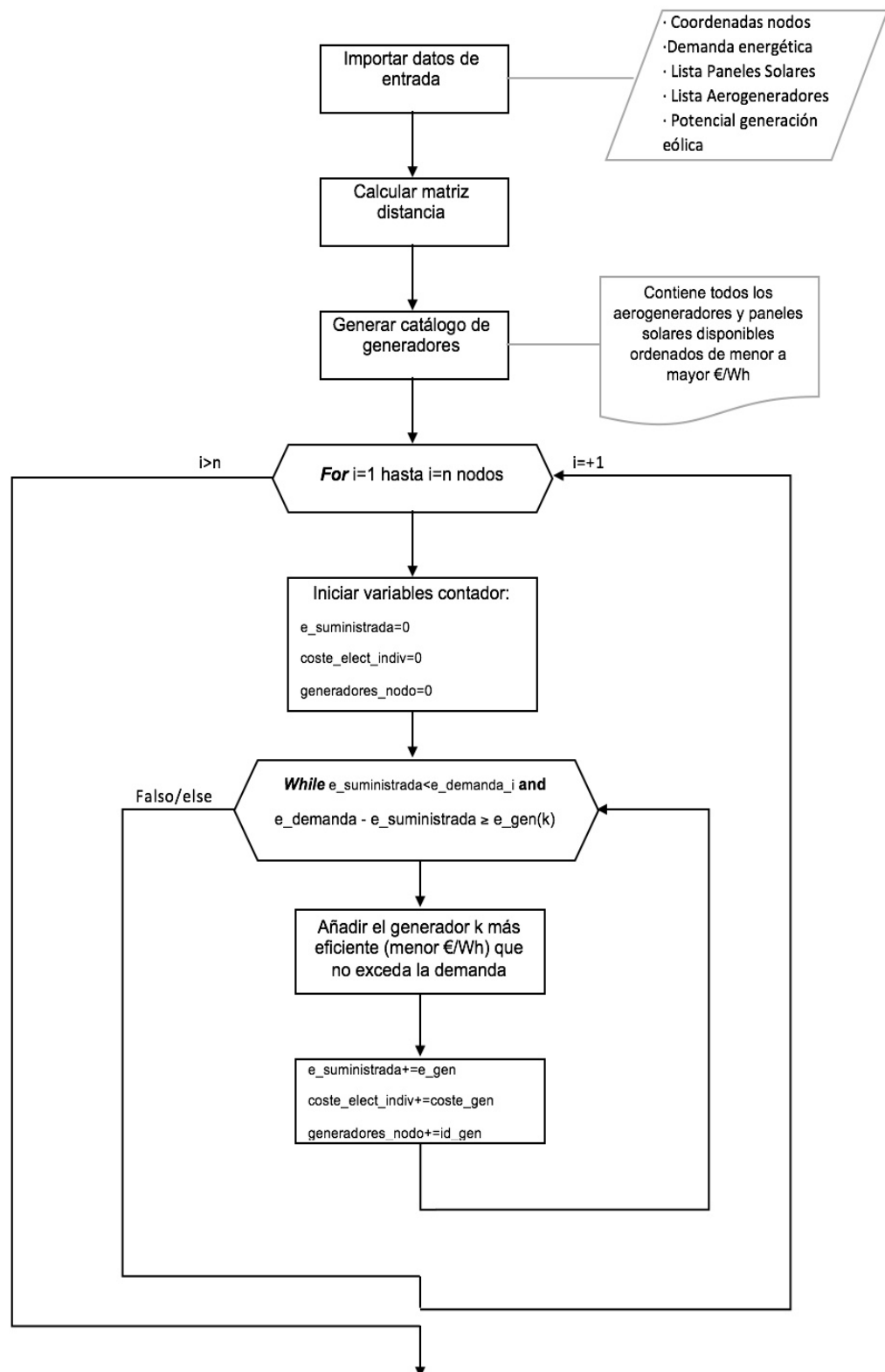
A continuación, el algoritmo procede a comparar los coeficientes  $CEI_i$  y  $CC_{i,j}$  para determinar la matriz resultado, en otras palabras, determinar las conexiones que descartará:

$$\text{Si } CC_{i,j} < CEI_i \rightarrow \text{Matriz\_resultado}(i,j) = 1$$

$$\text{Si } CC_{i,j} \geq CEI_i \rightarrow \text{Matriz\_resultado}(i,j) = 0$$

Tanto en esta heurística como en el resto, la matriz resultado supone el *output* del algoritmo y tiene un tamaño  $n \times n$ , siendo  $n$  el número de nodos. Está constituida por unos y ceros, de modo que si la posición  $i,j$  de la matriz es un cero, la conexión entre los nodos  $i$  y  $j$  está descartada, y por tanto no se empleará tiempo en buscar una solución que contenga esta conexión a la hora de resolver el modelo matemático. Por el contrario, si el valor de la posición  $i,j$  en la matriz resultado es 1, significa que no se restringe al modelo de buscar una solución con esta conexión.

En el anexo 9-1 se puede encontrar el código desarrollado en el lenguaje Python para implementar este algoritmo. Así mismo, a continuación (figura 5-1) se incluye un diagrama de flujo del propio algoritmo como complemento a esta explicación:



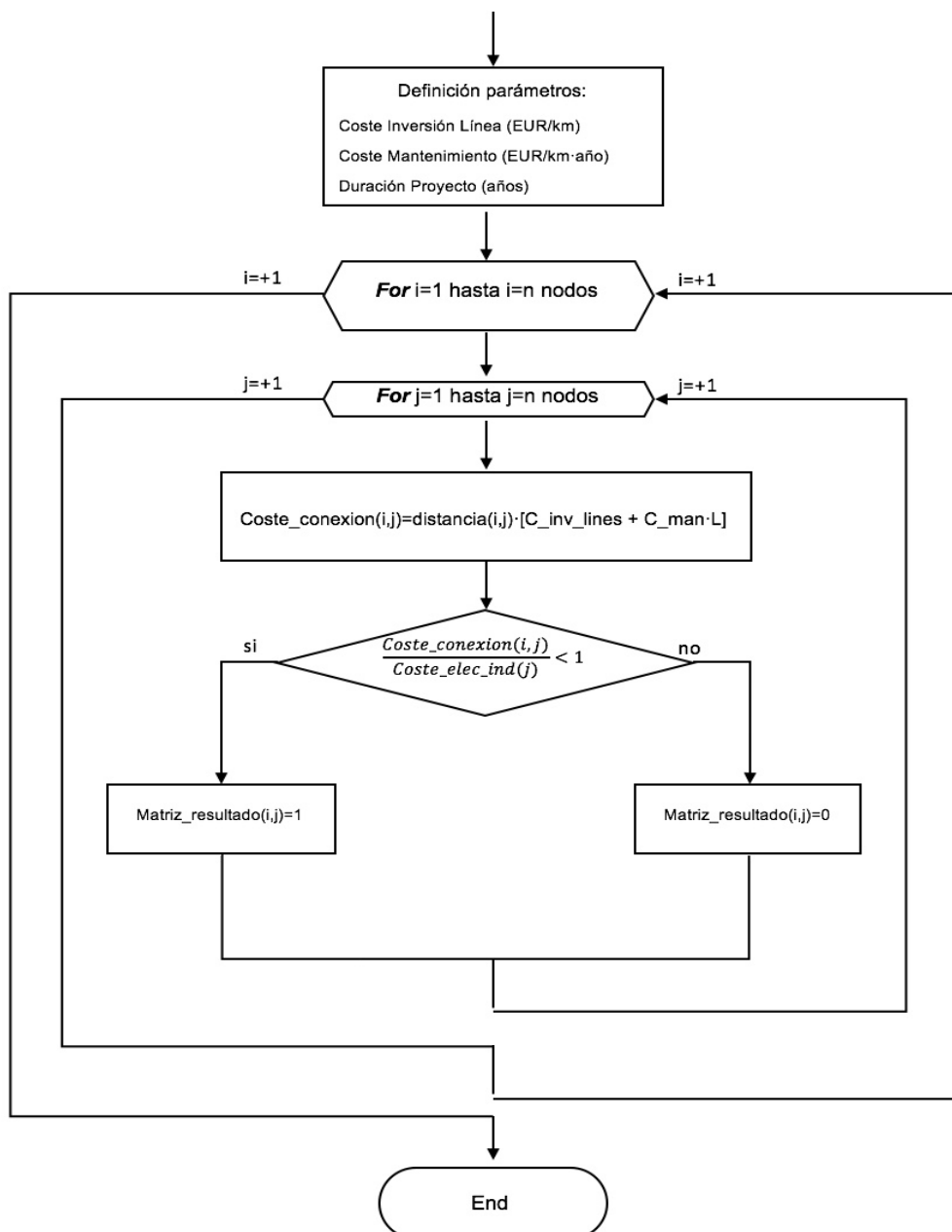


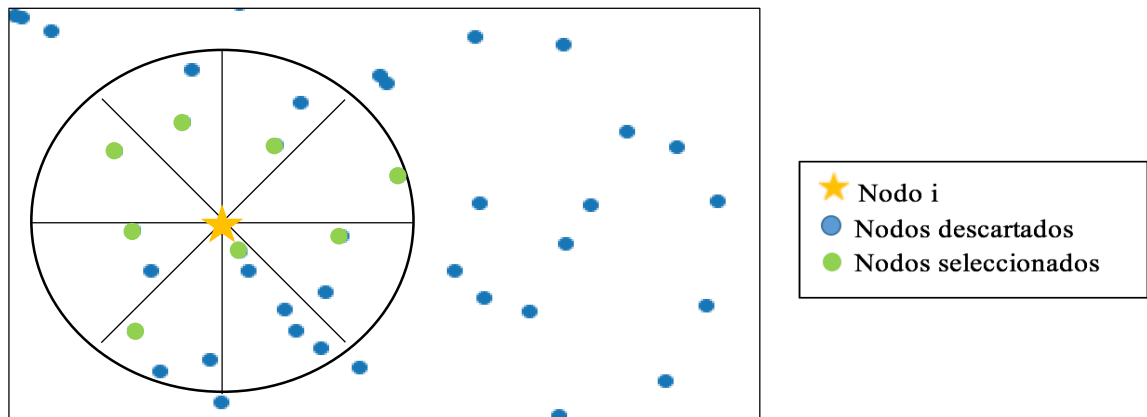
Figura 5-1 Diagrama de Flujo Algoritmo Breakeven Distance

### 5.2.2. Space Division

Space Division es el segundo algoritmo desarrollado que se aplica para descartar posibles conexiones mediante líneas baja tensión. Al igual que en el caso anterior, también para conexiones LV, se busca que prevalezcan las posibilidades de conexión cercanas, que es donde las líneas LV son más eficientes. En este caso, el algoritmo básicamente determina para cada nodo las conexiones más cercanas y descarta el resto, de modo que el programa matemático no perderá tiempo en calcular estas posibilidades.



En concreto el algoritmo va recorriendo todos y cada uno de los nodos de la comunidad. Para cada uno de ellos, los considera centro de una circunferencia con un radio constante. A continuación, esta circunferencia con centro en el nodo  $i$ , abarcará un conjunto de nodos de la comunidad, que serán los candidatos a conectar con el nodo  $i$ . El resto de nodos de la comunidad son descartados. El número de nodos candidatos seguirá siendo acotado de la siguiente manera. Tal y como se muestra en la figura 5-2, la circunferencia se divide en ocho secciones (el algoritmo lo hará de forma progresiva, en primer lugar, lleva a cabo una división en cuatro cuadrantes y a continuación cada cuadrante es dividido en 2).



*Figura 5-2 Representación Space Division*

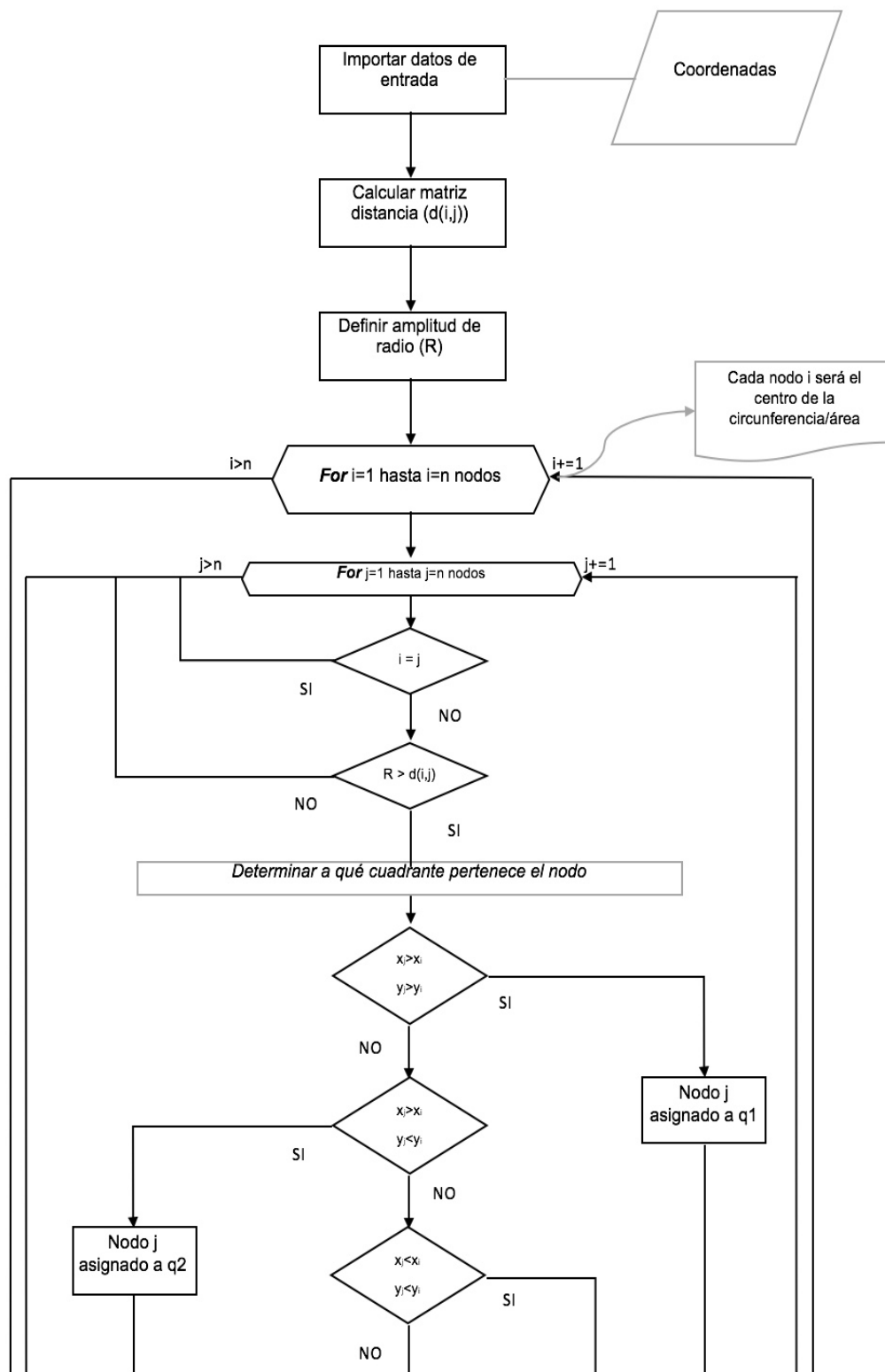
Por tanto, cada nodo del grupo de candidatos quedará ubicando en una de las ocho secciones. Entonces, el algoritmo selecciona en cada una de las ocho áreas el nodo más cercano respecto al centro (nodo  $i$ ) y lo determina como candidato. Por tanto, cada nodo tendrá como máximo ocho candidatos para establecer conexión de baja tensión. En muchos casos habrá menos de ocho candidatos puesto que alguna sección no habrá nodos. Todo ello hará que solamente se dispongan de las conexiones más cercanas como candidatas de baja tensión.

En definitiva, las posibles conexiones serán identificadas con un 1 en la matriz resultado, mientras que todos los descartes tendrán un 0.

Al igual que la longitud del radio, este algoritmo cuenta con otro parámetro configurable con un impacto significativo en el resultado final, en este caso, el número de secciones en las que dividir la circunferencia, y por tanto el número de posibles conexiones para cada nodo. Un menor número de secciones, como por ejemplo cuatro, podría ser demasiado restrictivo e implicar descartes que finalmente el programa matemático las emplee para la solución final, y en contraposición, demasiados candidatos apenas agilizaría la resolución del problema y por tanto la matheurística no tendría prácticamente utilidad.

En el anexo 9.2, se puede encontrar el código desarrollado en el lenguaje Python para

implementar este algoritmo. Así mismo, a continuación (figura 5-3) se incluye un diagrama de flujo del propio algoritmo como complemento a esta explicación:



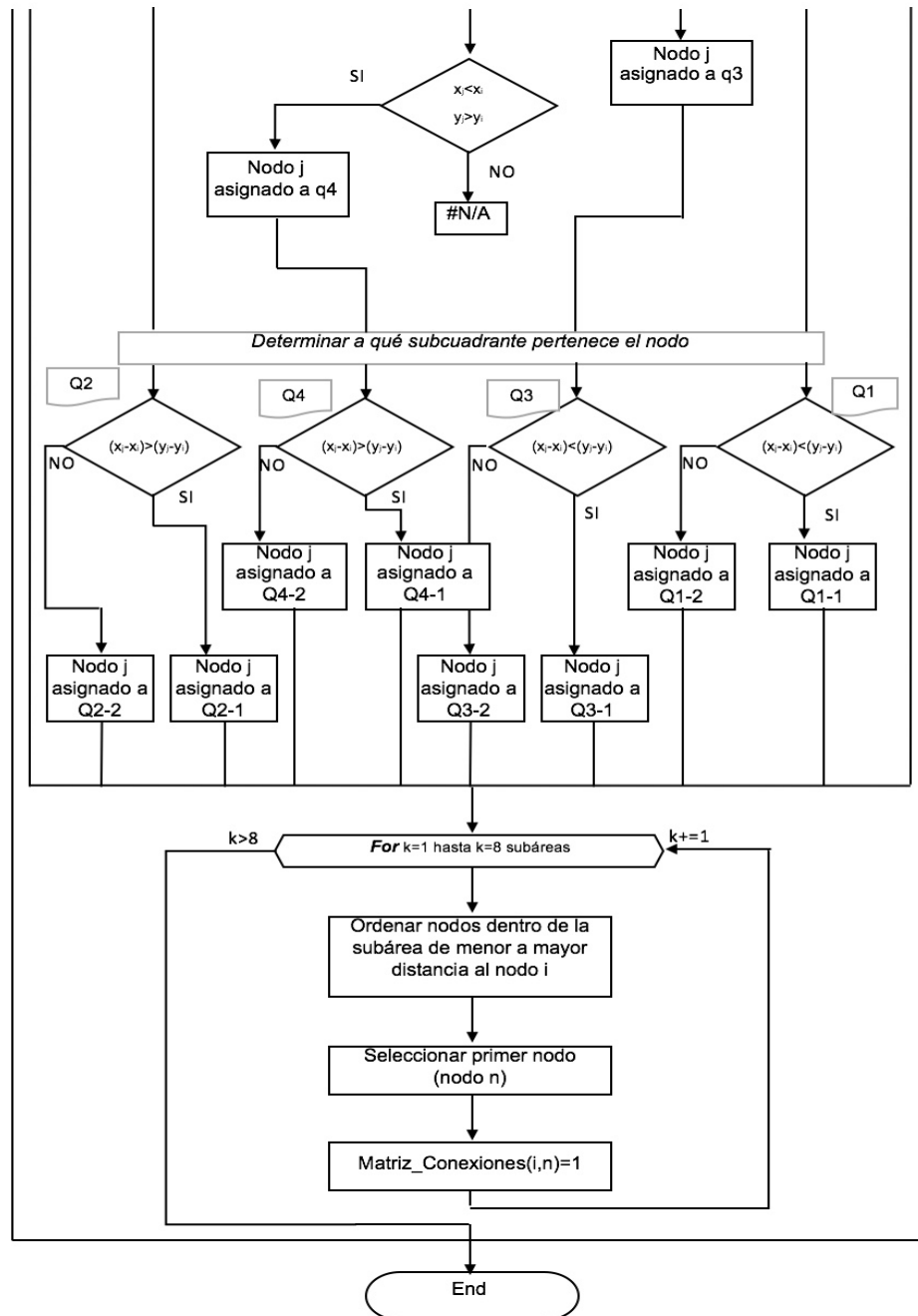


Figura 5-3 Diagrama de Flujo Algoritmo Space Division

### 5.3. Matheurísticas para Conexiones de Media Tensión

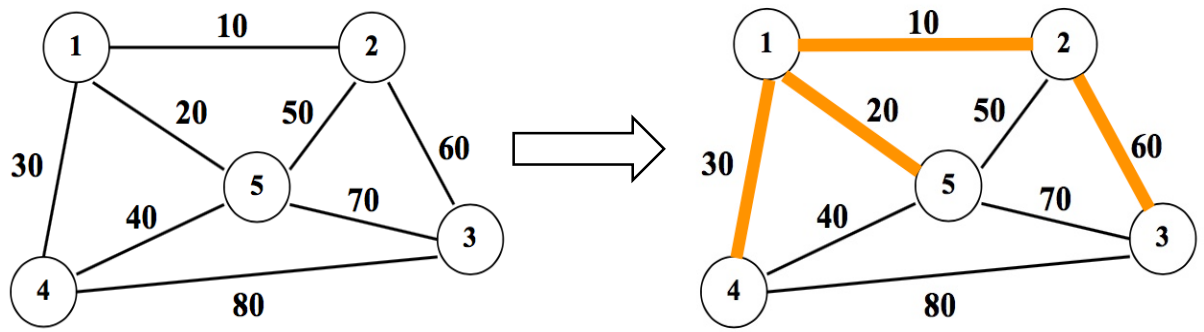
Las líneas de media tensión son de mayor coste, pero resultan rentables cuando se transporta más energía. Por tanto, tienen más sentido para conexiones lejanas. En los apartados 6.3.1 y 6.3.2 se desarrollan las matheurísticas a aplicar sobre las conexiones de baja tensión, así como sus características.

#### 5.3.1. Algoritmo de Kruskal

El algoritmo de Kruskal, que se caracteriza por ser voraz o *greedy* y constructivo, es un algoritmo que calcula un árbol parcial mínimo. El árbol parcial mínimo consiste en un grafo formado por un conjunto de nodos, todos ellos conectados por aristas y sin ciclos, en el que la suma de los pesos de las aristas es la menor posible. Esto implica que el número de aristas es igual al número de nodos menos uno. De esta manera, este algoritmo permite minimizar las líneas de media tensión utilizadas.

La manera en que este algoritmo funciona es en primera instancia ordenar en orden creciente las todas las aristas del problema. En este problema, las aristas son todas las posibles conexiones entre parejas de nodos. Esto se obtiene generando la matriz de distancias, exactamente igual que en los algoritmos anteriores. Cabe destacar que al tratarse de un grafo no dirigido y la matriz distancia es simétrica, únicamente será necesario la mitad la mitad de la matriz. Llegados a este punto, el algoritmo selecciona la arista con menor peso (menor distancia), lo añade al grafo y lo elimina del conjunto de aristas disponibles. Cada vez que el algoritmo se dispone a añadir al grafo una nueva arista, comprueba si se va a establecer un ciclo y, en caso afirmativo, se descarta. Una vez que el número de aristas sea menor en una unidad al número total de nodos, entonces el árbol parcial mínimo estará completado y se da por concluido el procedimiento matheurístico.

En la figura 5-4 se representa un ejemplo sencillo la obtención de un árbol parcial mínimo. En el problema objeto de este trabajo, el grafo inicial, previo a la implementación de Kruskal, todos los nodos estarían conectados con todos, es decir,  $n \cdot (n-1)$  aristas, siendo  $n$  el número total de nodos. Por ejemplo, para ver la magnitud de la aplicación de este algoritmo, en las poblaciones de 100 nodos, habría 9900 posibles conexiones y mediante la implementación de *Kruskal* quedaría reducido a 99 conexiones potenciales, evitando por tanto que el programa matemático calcule la conveniencia de 9801 conexiones. En el anexo 9.3 se puede consultar el código desarrollado en el lenguaje de programación Python para este algoritmo.



*Figura 5-4 Representación Kruskal*

Pese que el algoritmo intenta establecer las conexiones más cercanas, para finalmente poder construir la red entera acabará estableciendo aristas relativamente largas pero que merezca la pena establecer, y en estos casos la línea de media tensión será muy probablemente la más apropiada. No obstante, las conexiones de MV que sean entre nodos y donde sea más factible emplear baja tensión, ya se encargará el programa matemático de establecerlo así.

### 5.3.2. Load Center

El segundo procedimiento matheurístico desarrollado para las líneas de media tensión es el Load Center. Este algoritmo parte de la base que, definiendo un centro de carga, se dispone en él el mejor lugar para hacer una línea MV para llegar a un grupo de nodos. En esta aplicación, los centros de carga que se definan corresponderán con nodos de la comunidad en cuestión. A continuación, se explica paso por paso el funcionamiento y características de este algoritmo:

En primer lugar, dado el parámetro arbitrario Distancia límite, se procede a definir unos grupos iniciales de nodos. Inicialmente habrá tantos grupos iniciales como nodos, y evidentemente habrá nodos que pertenezcan a más de un grupo. Seguidamente, para cada uno de los grupos se calcula el centroide ideal. Este será un punto resultante de las medias aritméticas de las coordenadas  $x$  e  $y$  de los nodos, es decir, el sumatorio de la componente  $x$  o  $y$  de los nodos pertenecientes al grupo  $g$ , dividido entre el número de nodos en el grupo  $g$ :

$$Cent\_ideal\_x_g = \frac{\sum_{i \in N_p} coord\_x_i}{n_p}; \quad Cent\_ideal\_y_g = \frac{\sum_{i \in N_p} coord\_y_i}{n_p}$$

siendo  $N_p$  el conjunto de nodos asignados al grupo  $p$ , y  $n_p$  el número de nodos que conforman el conjunto  $N_p$ .

Por tanto, con casi total seguridad, el centroide ideal no se corresponderá con un nodo real. En pasos posteriores, cuando se hable de centroide real, se hará referencia al nodo real más cercano al centroide ideal.

A continuación, para cada nodo, se comprueba a cuantos grupos iniciales pertenece. Entre todos los grupos a los que pertenece, se determina mediante distancia euclidiana cuál es el centroide ideal más cercano al nodo de entre todos los centroides de los grupos a los que pertenece. En consecuencia, se elimina el nodo de todos los grupos excepto del correspondiente al centroide inicial más cercano.

Conforme se van reubicando los nodos, los centroides ideales van cambiando. Por lo que, para cada nodo, se lleva a cabo una instrucción iterativa que comprueba si hay un centroide ideal más cercano al del grupo al que pertenece el nodo en cuestión. Esto se repite hasta que no haya cambios.

Para concluir, para cada grupo definido, se procede a determinar los centroides reales. Tal y como se avanza anteriormente, el centroide real será el nodo del grupo que más cerca está del centroide ideal. Por último, se genera la matriz resultado. La forma en que esta matriz es generada es de manera inversa, es decir, se inicializa la matriz con todos los elementos a 1. A continuación, se va fila por fila comparando si el nodo correspondiente a la fila está incluido en el *array* donde se agrupan los centroides reales, y en caso de que no esté se convierte toda la fila a 0. Esta misma acción se replica sobre las columnas.

En la figura 5-5 se ilustra el proceso de definición de los grupos y centroides. Así mismo, como en los algoritmos anteriores, se incluye un diagrama de flujo (figura 5-6) como complemento a esta explicación. El código desarrollado en Python se adjunta en el anexo 9.4.

La eficiencia de este algoritmo depende en gran medida de la distancia considerada al definir los grupos. Por lo general, cuanto menor sea la distancia límite, mayor es el número de grupos y por tanto aumentará el número de conexiones permitidas.

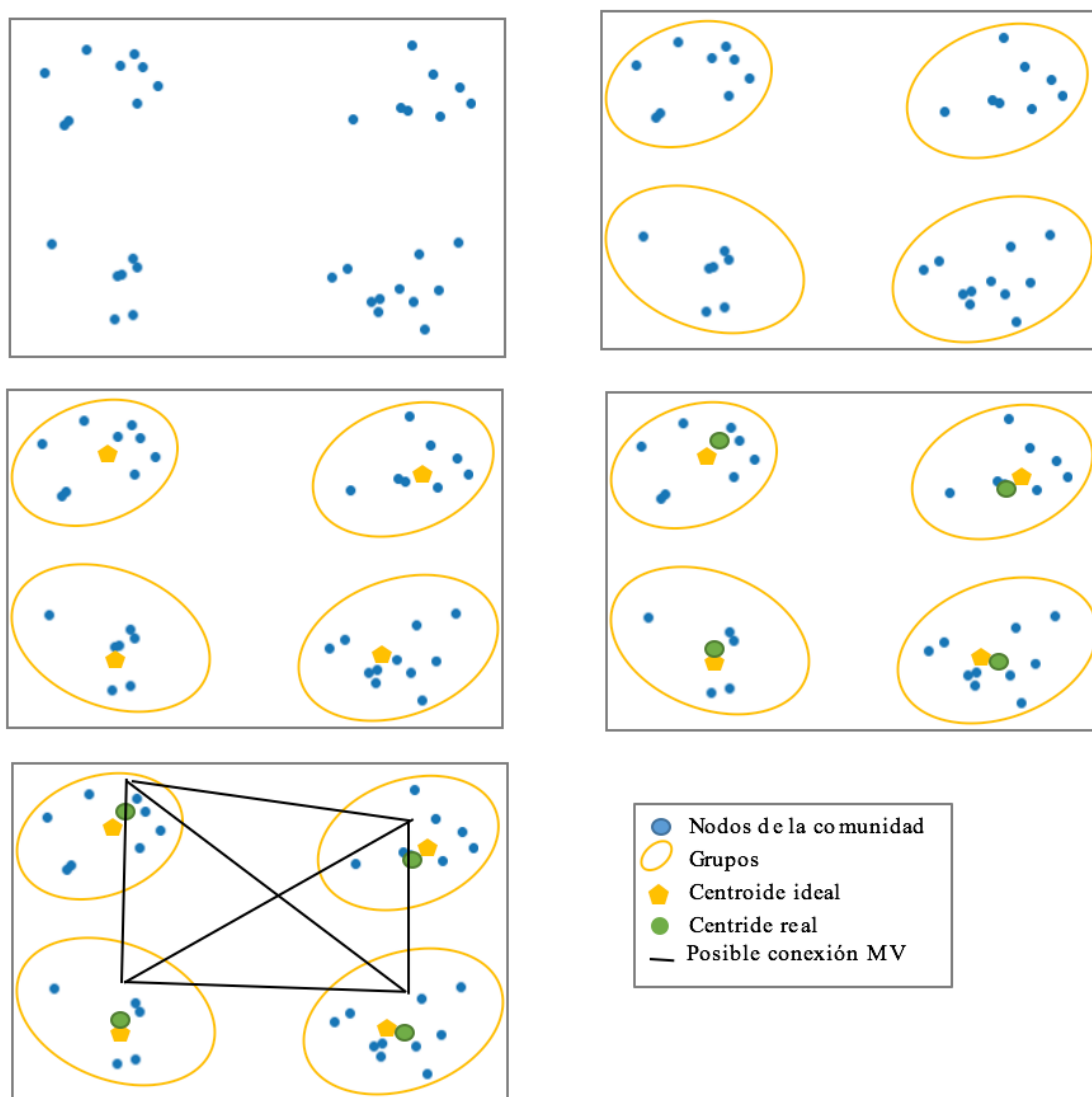
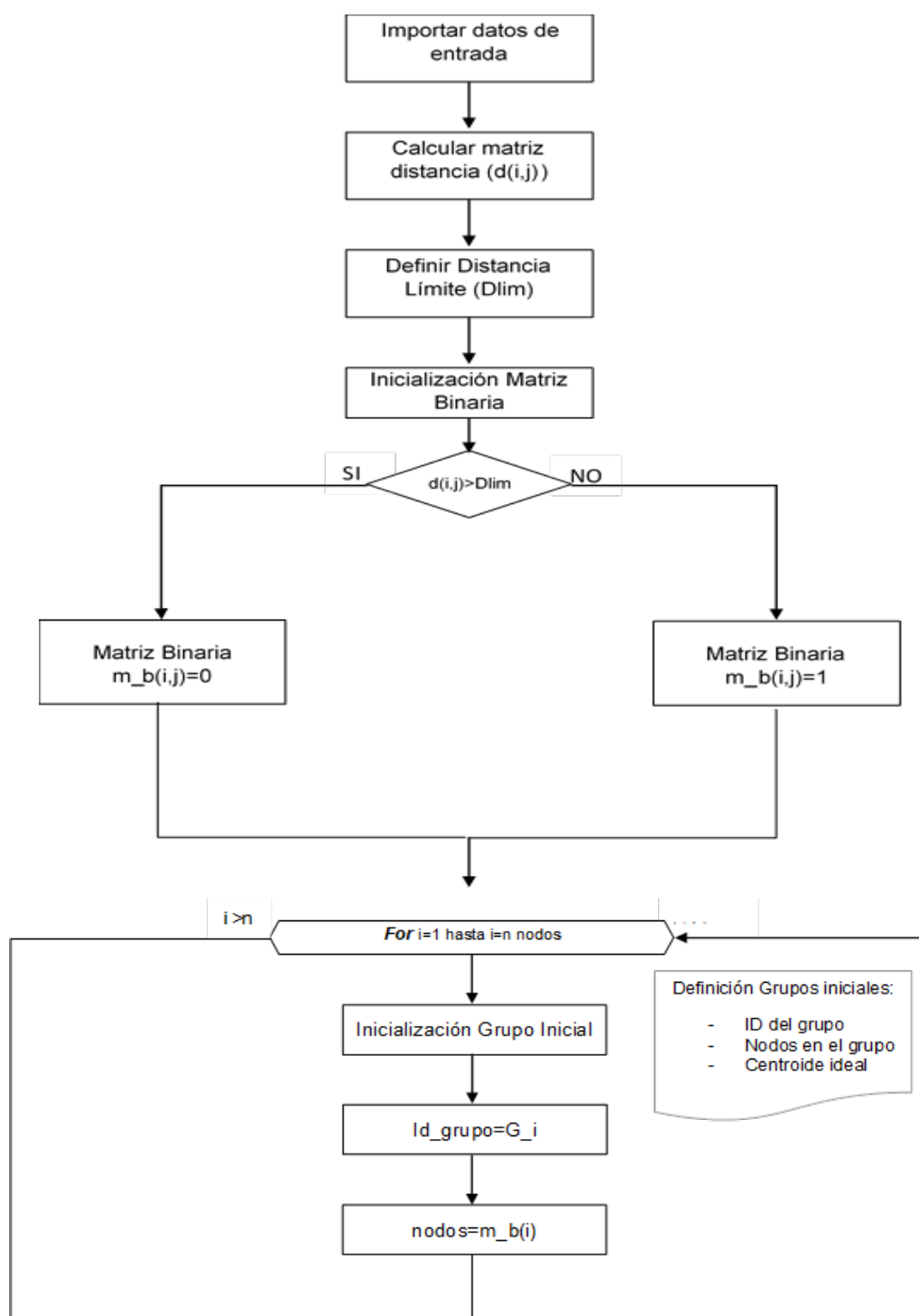
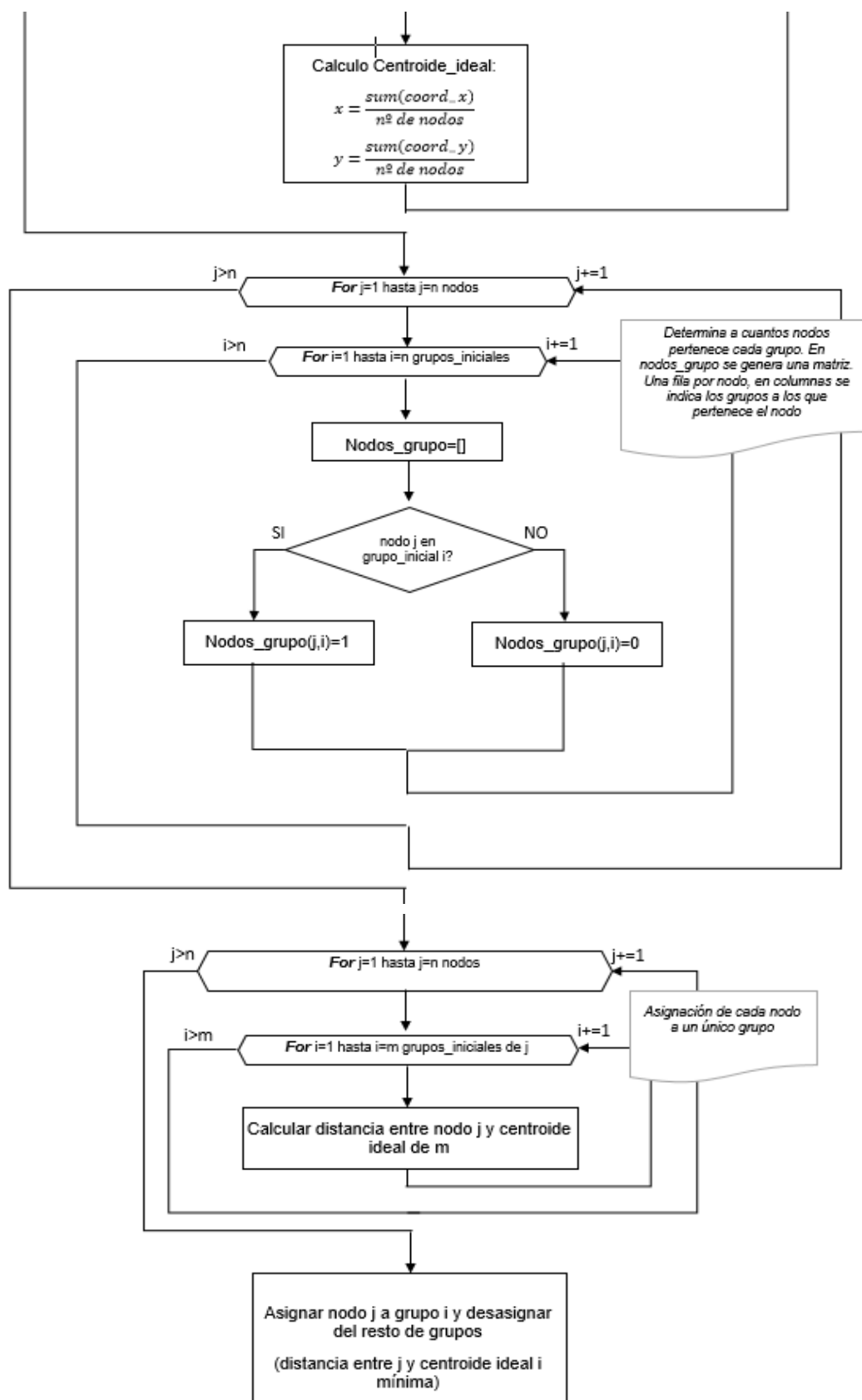


Figura 5-5 Representación Load Center







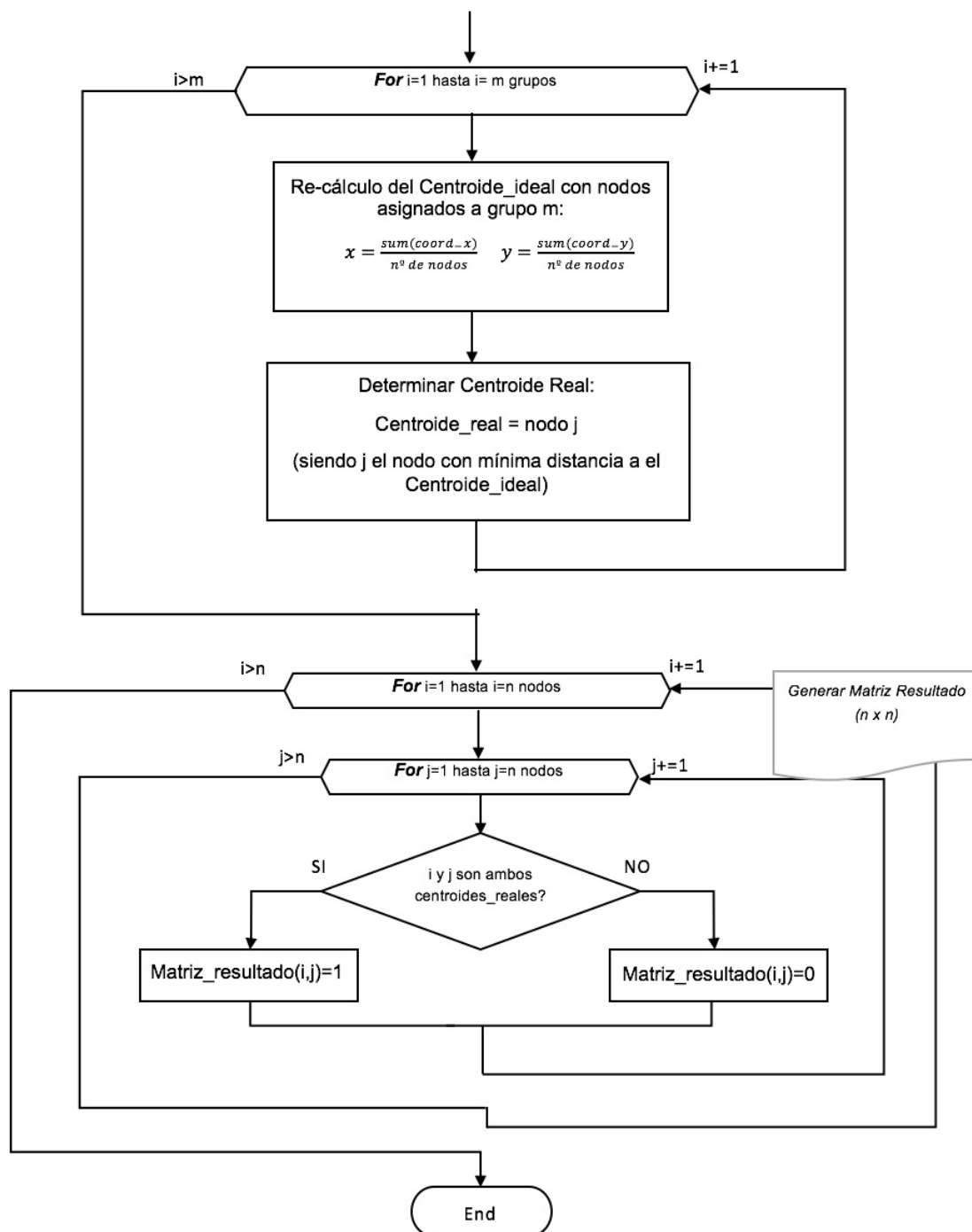


Figura 5-6 Diagrama de Flujo Algoritmo Load Center

## 6. Experimentación Computacional

Por un lado, partimos de un modelo matemático cuyo principal inconveniente es el tiempo de ejecución a la hora de llevar acabo ensayos, y que puede generar una gran incertidumbre en el usuario a la hora de enfrentarse a una nueva comunidad, puesto que un pequeño aumento en el número de nodos, variaciones de la demanda, disposición, o cualquier otro factor que afecta al diseño de la micro red, puede hacer variar exponencialmente el tiempo de cálculo. A esto hay que añadirle los múltiples ensayos, ya solo de aproximación y estimación necesarios para el diseño de la red. Por otro lado, en la sección anterior, se han desarrollado un conjunto de algoritmos matheurísticos de distinta naturaleza que evidentemente se comportarán con una mayor o menor eficiencia en función de la comunidad sobre la que queramos aplicar los cálculos. Por todo ello, se han ideado un conjunto de cuarenta y ocho comunidades, combinando tres factores (tamaño de población, distribución, nivel de desarrollo/demanda) tal y como se muestra en la tabla 9-1 y se desarrolla en el apartado 6.1, con el fin de poder concluir con una mayor consistencia, sobre la idoneidad de las matheurísticas desarrolladas y analizar en qué tipo de comunidad tienen un comportamiento más eficiente y preciso. Así mismo, sobre estas cuarenta y ocho poblaciones, se experimentará el modelo matemático, tanto en su forma original como implementando dichas matheurísticas de manera individual y combinada, tal y como se detalla en el apartado 6.2.

En definitiva, el número total de ejemplares de comunidades donde experimentar las matheurísticas es de 480. Esta cifra se obtiene de combinar todas opciones contempladas de los diferentes factores, es decir, un ejemplar por cada tipo heurística, tamaño de comunidad, nivel de desarrollo y tipo de distribución, tal y como se resume en la siguiente tabla:

Heurísticas			Número de Ejemplares
H0-H9	10		480
Tamaño de Comunidad		Número de Comunidades	
C1-C4	4	48	
Nivel de Desarrollo			
A - B - C	3		
Tipos de Distribución			
D1-D4	4		

*Tabla 6-1 Resumen Ensayos*

En las sucesivas subsecciones se muestra en detalle los tipos de heurística (de H0 a H9), tamaños de comunidad (de C1 a C4), los niveles de desarrollo A, B y C, y los tipos de distribución (de D1 a D4).

## 6.1. Elementos de las Microrredes

En este apartado se indican los elementos de la instalación concretos empleados de este trabajo, sus características técnicas y costes.

### 6.1.1. Comunidades

Tal y como se expone en la introducción anterior, la experimentación del modelo y las matheurísticas se realizará sobre cuarenta y ocho comunidades. A este número se compone en base a la combinación de los siguientes factores:

#### - **Tamaño de Población**

Las comunidades definidas para la experimentación del programa matemático junto con las matheurísticas desarrolladas cuentan con 20, 40, 80 y 100 nodos. Para determinar estos tamaños, se ha partido de la base de que lógicamente una comunidad rural aislada usualmente tiene un tamaño reducido. Además, puesto que uno de los principales objetivos del trabajo es testear la robustez de las matheurísticas y el comportamiento del modelo ante distintas comunidades, por lo que se requería determinar una serie de tamaños los más dispar posible dentro de la limitación que supone un tamaño acorde con una población rural.

#### - **Nivel de desarrollo**

Tal y como se ha explicado en la sección 3.1, la principal aplicación de las microrredes ¿es? en zonas rurales aisladas con bajos recursos. No obstante, también nos podemos encontrar en países desarrollados zonas aisladas donde pese a poder permitirse una conexión a la red eléctrica principal, puede que esto sea menos eficiente que implantar una microrred. Sin embargo, a diferencia de zonas rurales aisladas con pocos recursos, en estos casos la demanda de energía es muy superior, puesto que, por lo general, se cuentan con más electrodomésticos y de mayores prestaciones. Así mismo, a mayor demanda, cabe esperar una mayor complejidad del problema puesto que hace aumentar en gran medida, incluso exponencial, las posibilidades para generar dicha demanda, y por tanto afecta al tiempo de resolución y al desempeño de las diferentes matheurísticas. Además, tal y como se apunta en la *sección 3.1.4. Aplicaciones alternativas de microrredes*, pese a no ser objeto de estudio de este trabajo, las microrredes podrían combinarse con la red de distribución principal, por muy probablemente en la mayoría de los casos estaríamos ante comunidades desarrolladas, y por tanto dar pie a la aplicación de estas matheurísticas en estos casos. En

definitiva, en la tabla a continuación se indican los rangos de demanda para los tres tipos de comunidades consideradas, donde *Comunidades A* corresponde con zonas más desarrolladas y *Comunidades C* con un nivel inferior.

		Comunidades A	Comunidades B	Comunidades C
Viviendas	Consumo Energético	3000-5000 Wh/día	1500-2500 Wh/día	300-330 Wh/día
	Potencia máxima	3750 W	1875 W	250 W
Centros Públicos/ Productivos	Consumo Energético	6000-9000 Wh/día	3000-4500 Wh/día	900-1000 Wh/día
	Potencia máxima	7000 W	3500 W	750 W

*Tabla 6-2 Rangos de Demanda por Comunidad*

En los tres casos, las demandas específicas de cada nodo han sido determinadas aleatoriamente dentro de los rangos indicados en la tabla anterior, pero adoptando los siguientes valores discretos:

Tipo de Nodos	Comunidades A		Comunidades B		Comunidades C	
	Energía (Wh/día)	Potencia (W)	Energía (Wh/día)	Potencia (W)	Energía (Wh/día)	Potencia (W)
Viviendas	3000	2750	1500	1375	280	230
	3500	3000	1750	1500	300	240
	4000	3250	2000	1625	320	250
	4500	3500	2250	1750		
	5000	3750	2500	1875		
	6500	6000	3250	3000		
	7000	6250	3500	3125		
Centros Públicos/ Productivos	7500	6500	3750	3250	900	650
	8000	6750	4000	3375	950	700
	8500	7000	4250	3500	1000	750

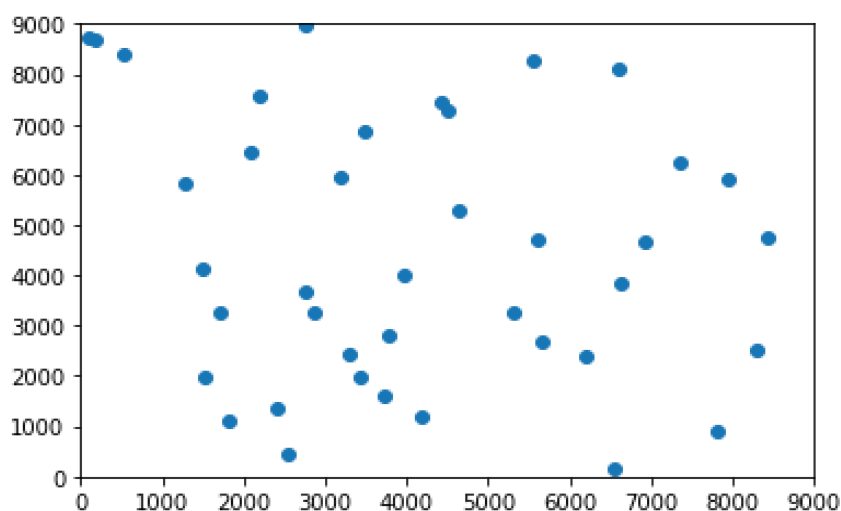
*Tabla 6-3 Valores discretos de demanda en nodos*

#### - Distribución de los nodos de la red en el espacio

Puesto que es seguro que la disposición de los nodos variará de una comunidad a otra, con el fin de llegar a conclusiones más robustas respecto a las matheurísticas desarrolladas, los ensayos se han llevado a cabo sobre cuatro tipos de distribuciones de los nodos sobre el plano para los cuatro tamaños de población indicados anteriormente. Es muy probable que una matheurística se desempeñe de manera dispar en dos comunidades con la misma demanda y mismo número de nodos, pero estos distribuidos de manera diferente en la

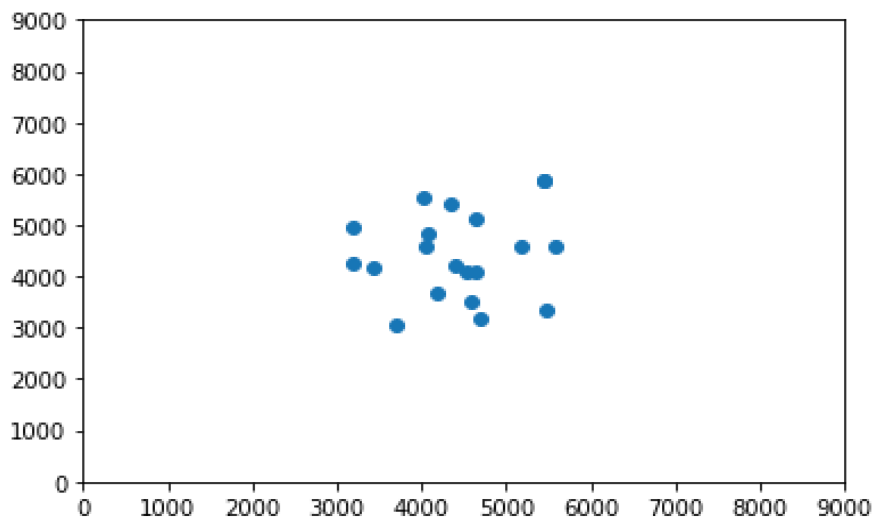
superficie. Las cuatro modalidades de distribución son las siguientes:

- Distribución Aleatoria-Dispersa (D1): La distribución concentrada representa el tipo de población totalmente dispersa dentro de un área sin un núcleo definido. Para obtener esta clase distribución, se generan aleatoriamente las coordenadas x,y,z respectivamente entre los valores (0,9000), (0,9000) y (0,500). El rango de la coordenada z es igual para todas las distribuciones, es decir, que la máxima diferencia posible entre el punto más elevado y bajo de una comunidad serán 500m. A continuación, en la figura 6-1, se muestra una representación de una comunidad de 40 nodos con este tipo de distribución

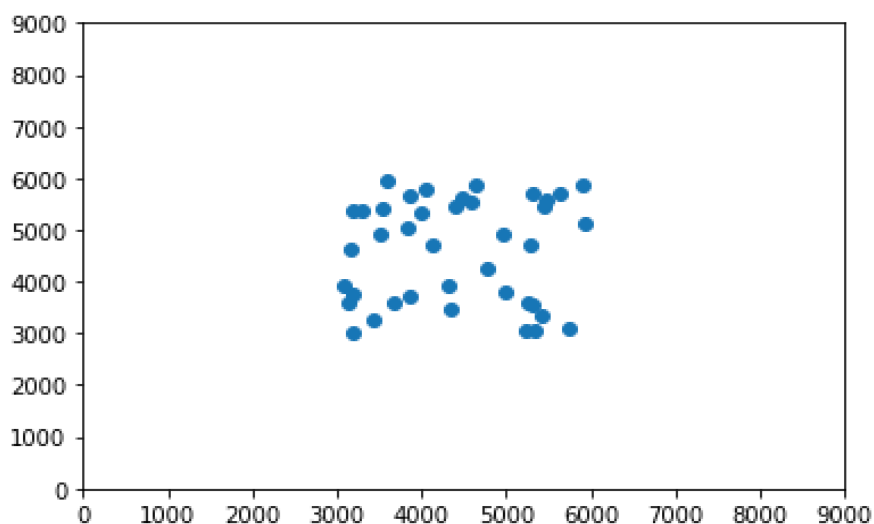


*Figura 6-1 Distribución Aleatoria Dispersa*

- Distribución Concentrada (D2): La distribución concentrada representa el tipo de población concentrada únicamente en un núcleo. Para obtener esta clase distribución, se generan aleatoriamente las coordenadas x, y, z dentro de un espacio acotado. Para las comunidades de tipo 1 y 2, de 20 y 40 nodos respectivamente, las coordenadas x e y han obtenido valores aleatoriamente entre 3000 y 6000 (Figura 6-2 y Figura 6-3).

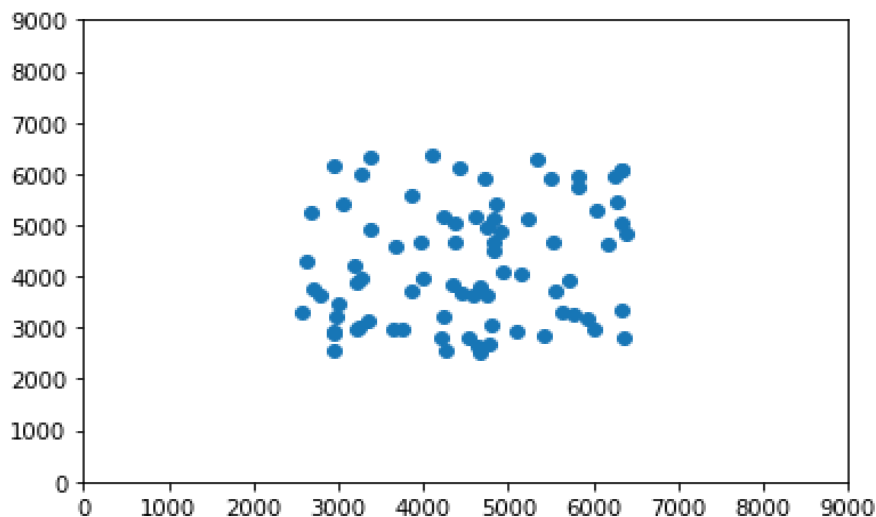


*Figura 6-2 Distribución Concentrada (C1)*

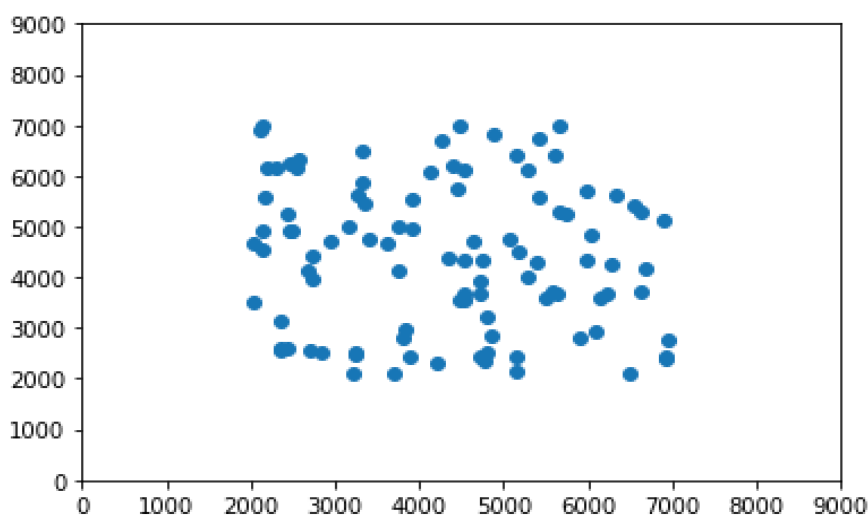


*Figura 6-3 Distribución Concentrada (C2)*

Sin embargo, para las comunidades de tipo 3 y 4, de 80 y 100 nodos, este rango ha sido ampliado respectivamente a (2500,6500) y (2000,7000) puesto que para tal volumen de nodos una distribución tan densa carecía de sentido (Figura 6-4 y 6-5).



*Figura 6-4 Distribución Concentrada (C3)*



*Figura 6-5 Distribución Concentrada (C4)*

- *Clusters Dispersos(D3)*: Mediante la distribución “Clusters Dispersos” se representa el tipo de población dispuesta en un conjunto de núcleos relativamente alejados, siempre dentro del área definida de 81 km<sup>2</sup>. Con este tipo de distribución aumenta la posibilidad de obtener conexiones de baja tensión entre nodos dentro del mismo clúster y conexiones de media tensión entre algún nodo de diferente clúster. Con la misma lógica que en el caso de la distribución concentrada, es inviable mantener el mismo tamaño de clúster para todas las poblaciones. Junto cada representación gráfica de la distribución, se incluye la correspondiente tabla donde se indican las coordenadas que definen cada



clusters [ $p1=$ coordenada inferior (abajo-izq),  $p2=$ coordenada superior (arriba-drch)]. Por último, cabe indicar que el número de nodos en cada clúster es aleatorio, y el porcentaje de nodos en cada clúster queda indicado en la columna derecha de las respectivas tablas.

Cluster	p1		p2		
	x	y	x	y	
1	0	0	3000	3000	30%
2	6000	0	9000	3000	25%
3	6000	6000	9000	9000	25%
4	0	6000	3000	9000	20%

Tabla 6-4 Definición Clusters Dispersos (C1)

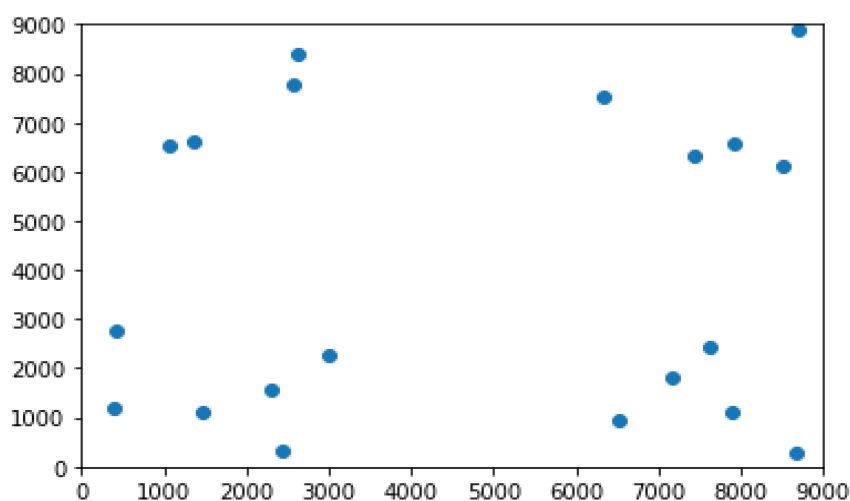


Figura 6-6 Distribución Clusters Dispersos (C1)

Cluster	p1		p2		
	x	y	x	y	
1	0	0	3000	3000	28%
2	6000	0	9000	3000	28%
3	6000	6000	9000	9000	20%
4	0	6000	3000	9000	25%

Tabla 6-5 Definición Clusters Dispersos (C2)

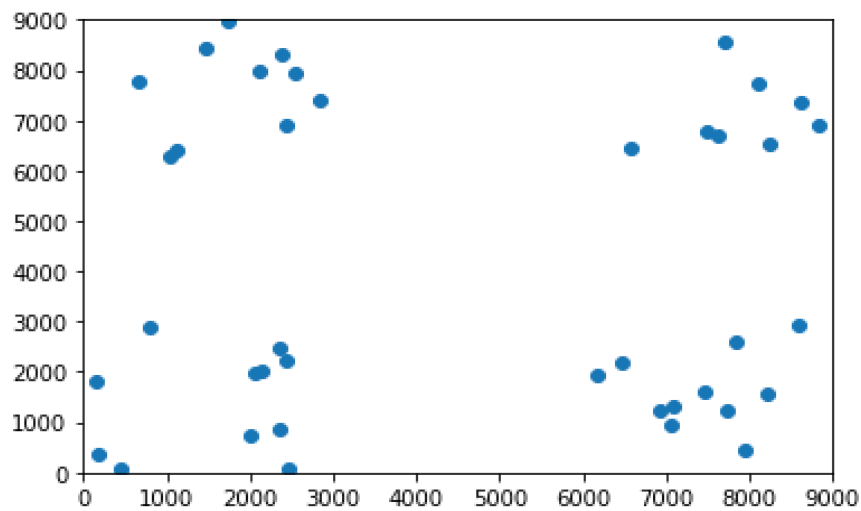


Figura 6-7 Distribución Clusters Dispersos (C2)

Cluster	p1		p2		
	x	y	x	y	
1	0	0	3500	3500	23%
2	5500	0	9000	3500	25%
3	5500	5500	9000	9000	31%
4	0	5500	3500	9000	21%

Tabla 6-6 Definición Clusters Dispersos (C3)

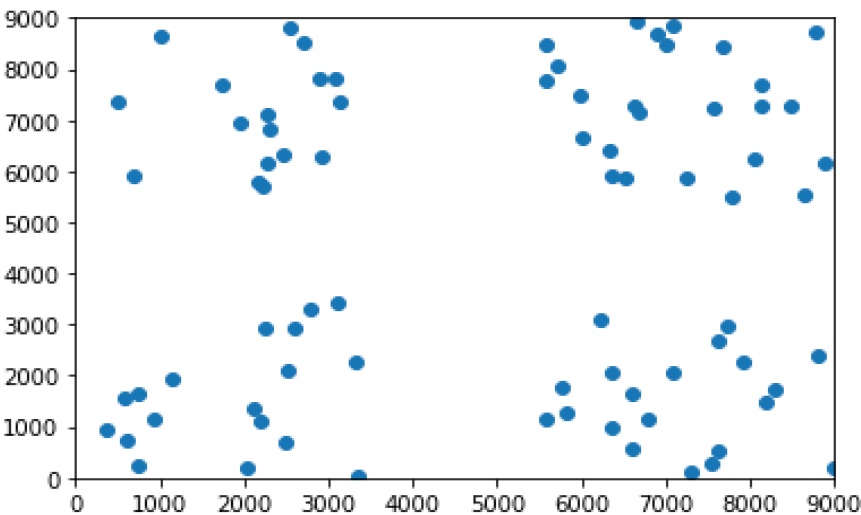


Figura 6-8 Distribución Clusters Dispersos (C3)

Cluster	p1		p2		
	x	y	x	y	
1	0	0	3500	3500	23%
2	5500	0	9000	3500	22%
3	5500	5500	9000	9000	29%
4	0	5500	3500	9000	26%

Tabla 6-7 Definición Clusters Dispersos (C4)

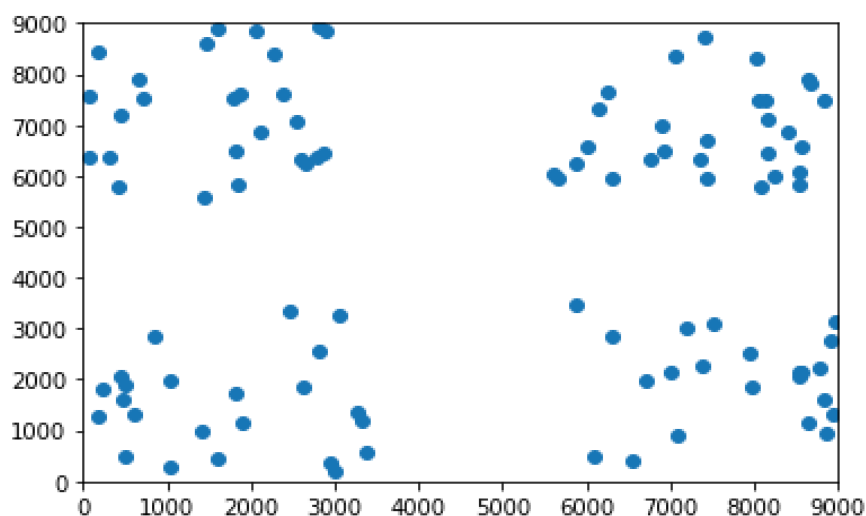
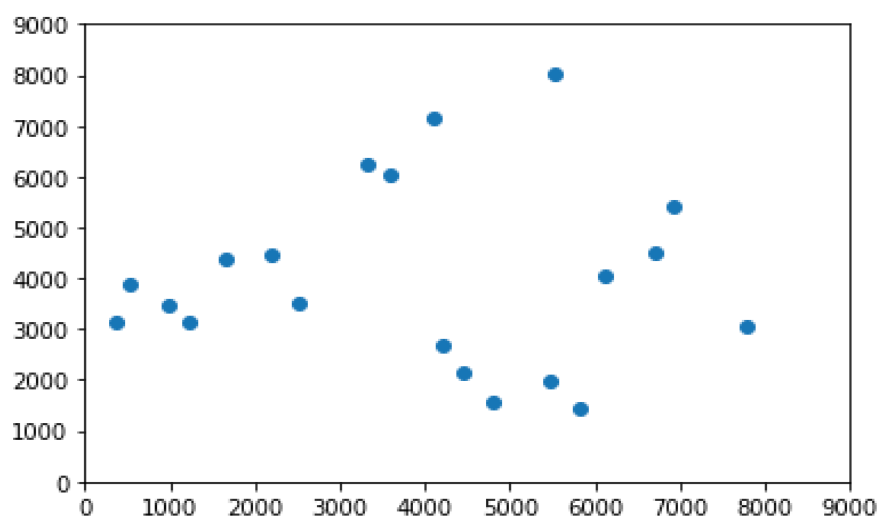


Figura 6-9 Distribución Clusters Dispersos (C4)

- *Clusters Concentrados(D4)*: Mediante la distribución “Clusters Concentrados” se representa el tipo de población dispuesta en un conjunto de núcleos relativamente cerca, siempre dentro del área definida de 81 km<sup>2</sup>. Es una representación más de lo que nos podríamos encontrar en comunidades reales y por tanto va en la línea de obtener conclusiones robustas para las matheurísticas desarrolladas. Además, pese a ser una distribución también en clusters, a diferencia del caso anterior con los conjuntos de nodos alejados entre sí, aquí es más probable encontrarnos más casos de conexiones entre nodos de diferentes clusters. Por tanto, merece la pena estudiar si hay variación en el comportamiento de las matheurísticas. A continuación, se muestra una representación de cada una de las cuatro comunidades con esta distribución. Al igual que en el caso de *clusters dispersos*, se adjunta la correspondiente tabla con las coordenadas de los clusters y el porcentaje que hay de nodos en cada uno de ellos.

Cluster	p1		p2		
	x	y	x	y	
1	3000	0	6000	3000	25%
2	6000	3000	9000	6000	20%
3	3000	6000	6000	9000	20%
4	0	3000	3000	6000	35%

*Tabla 6-8 Definición Clusters Concentrados (C1)*



*Figura 6-10 Distribución Clusters Concentrados (C1)*

Cluster	p1		p2		
	x	y	x	y	
1	3000	0	6000	3000	43%
2	6000	3000	9000	6000	15%
3	3000	6000	6000	9000	25%
4	0	3000	3000	6000	18%

*Tabla 6-9 Definición Clusters Concentrados (C2)*

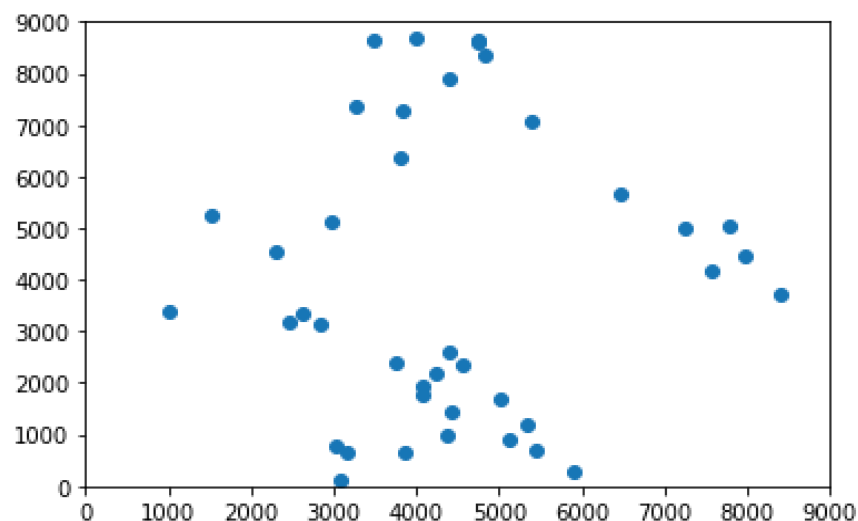


Figura 6-11 Distribución Clusters Concentrados (C2)

Cluster	p1		p2		
	x	y	x	y	
1	3000	0	6000	3000	24%
2	6000	3000	9000	6000	26%
3	3000	6000	6000	9000	35%
4	0	3000	3000	6000	15%

Tabla 6-10 Definición Clusters Concentrados (C3)

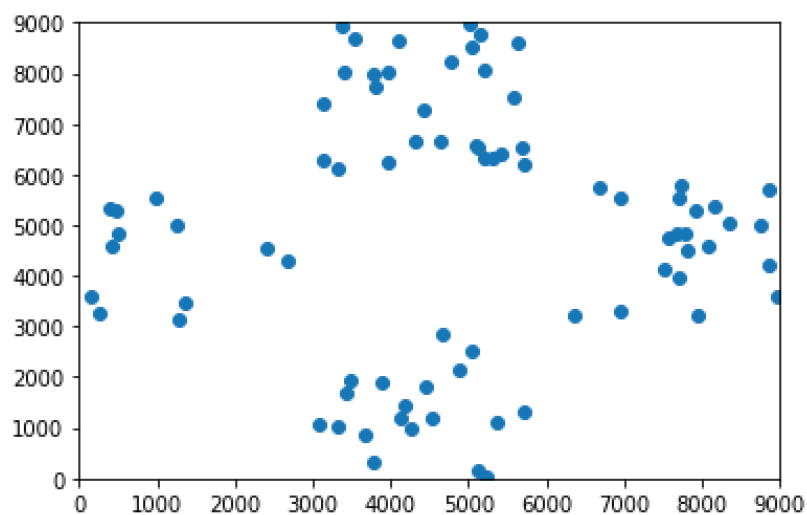
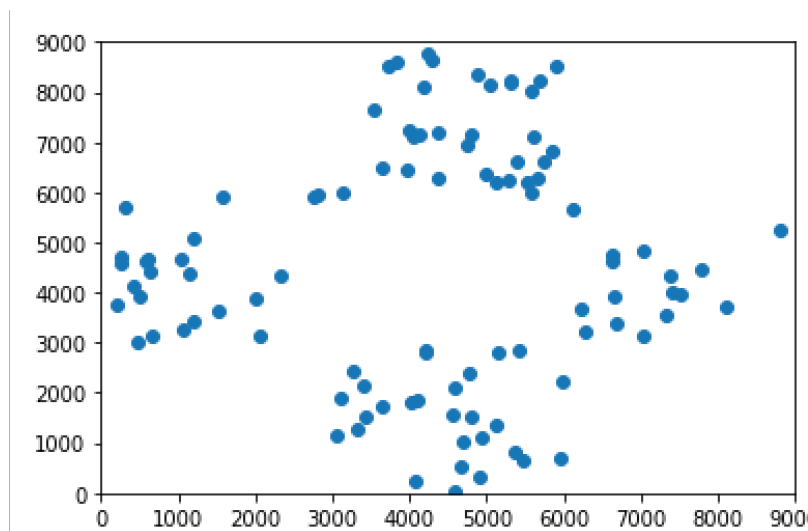


Figura 6-12 Distribución Clusters Concentrados (C3)

Cluster	p1		p2		
	x	y	x	y	
1	3000	0	6000	3000	28%
2	6000	3000	9000	6000	16%
3	3000	6000	6000	9000	33%
4	0	3000	3000	6000	23%

*Tabla 6-11 Definición Clusters Concentrados (C4)*



*Figura 6-13 Distribución Clusters Concentrados (C4)*

En definitiva, estamos ante 16 comunidades diferentes (4 tamaños y 4 distribuciones). Si además tenemos en cuenta los tres niveles de desarrollo, finalmente estaremos ante 48 comunidades diferentes sobre las que ensayar las matheurísticas.

Además, de forma común a todas las comunidades, se ha considerado el siguiente mix de tipología de nodos:

- *Viviendas:* 80% de los nodos

Lógicamente en una población de estas características los puntos de consumo deben ser mayoritariamente hogares puesto que la actividad industrial y comercial es muy reducida.

- *Puntos sin demanda energética:* 10% de los nodos

Estos nodos corresponden a ubicaciones con un alto potencial de generación de energía pero que sin embargo no disponen de demanda de consumo. En estos puntos, se habilita al modelo de la posibilidad de asignar generación eólica o hidráulica, las fuentes con mayor potencial de generación. Respecto a la generación hidráulica, se ha considerado un máximo

de un punto por comunidad, como sería por ejemplo una presa en un río o una cascada, ya que no se están considerando grandes extensiones y difícilmente este modelo vaya a ser aplicado en regiones que precisamente tengan más de un punto de generación hidráulica. De lo contrario, podríamos estar distorsionando el posterior análisis sobre la idoneidad de las matheurísticas desarrolladas.

- *Puntos de alto consumo:* 10% de los nodos

Estos puntos representan nodos con una demanda significativamente superior a la doméstica, tal y como se indicaba anteriormente en la tabla 6-12 como pueden ser por ejemplo centros públicos, talleres o pequeños puntos de producción. No obstante, hay que entender como punto de alto consumo dentro un contexto de comunidad rural aislada.

Por otro lado, se considerará fija la extensión de las comunidades y no variará en función del tamaño de la población. Dicha extensión será de 81 km<sup>2</sup>, teniendo un ancho y un largo de 9 km. De esta manera, podremos testear la calidad de las matheurísticas dada la característica de dispersión/concentración de los nodos de una determinada comunidad.

En definitiva, en la siguiente tabla se resume la composición de las comunidades:

Nº de nodos		Viviendas	Puntos de Generación	Centros públicos/ productivos
C1a	20	16	2	2
C1b	20	16	2	2
C1c	20	16	2	2
C2a	40	32	4	4
C2b	40	32	4	4
C2c	40	32	4	4
C3a	80	64	8	8
C3b	80	64	8	8
C3c	80	64	8	8
C4a	100	80	10	10
C4b	100	80	10	10
C4c	100	80	10	10

*Tabla 6-12 Composición Nodal de Comunidades*

### 6.1.2. Generadores

### 6.1.2.1. Aerogeneradores

En primer lugar, tal y como se indica en el capítulo 5, el potencial de generación eólica en cada nodo se ha determinado aleatoriamente siguiendo una distribución normal en función de cada tipo de aerogenerador con los siguientes parámetros:

	AG-1	AG-2	AG-3	AG-4
N	200	750	1500	3000
$\sigma^2$	10	20	30	40

*Tabla 6-13 Distribuciones Normales Generación Eólica*

Además, el número de turbinas eólicas instalados en el mismo lugar es limitado debido a razones de espacio y para evitar los efectos de la estela al instalarlos muy cerca unos de otros. Por tanto, solo se permite un máximo de dos turbinas eólicas por nodo. No obstante, este es un parámetro directamente modificable en el modelo.

En la siguiente tabla, se indican los cuatro modelos de aerogeneradores considerados en el trabajo:

Aerogeneradores		
CW	MW	LW
1139	57	15
3022	151	15
4447	222	15
5644	282	15

*Tabla 6-14 Características Aerogeneradores*

CW = Coste de Inversión (€); MW = Coste de Mantenimiento(€/año); LW = Vida útil(año)

### 6.1.2.2. Paneles fotovoltaicos

En la siguiente tabla, se indican los cuatro modelos de paneles fotovoltaicos considerados en el trabajo:



Paneles Solares				
PS	ES	CS	MS	LS
50	217	518	25	20
75	326	717	25	20
95	413	916	25	20
150	651,45	1125	25	20

*Tabla 6-15 Características Paneles Solares*

PS= Potencia (W); ES= Producción Energía Solar (Wh/día); CS = Coste de Inversión (€); MS = Coste de Mantenimiento(€/año); LS = Vida útil(año)

Además, el modelo contempla los siguientes parámetros:

PSH	4,3
T	8
Rend	0,99

*Tabla 6-16 Parámetros Generación Solar*

PSH = Horas Solar Pico [h]; T=Tiempo diario de generación [h]; Rend= Rendimiento

### 6.1.2.3. Hidrogeneradores

Tal y como se avanza en la sección 5, arbitrariamente se ha determinado que únicamente habrá un punto de generación de energía hidráulica. El potencial de generación de hidráulica de cada comunidad se determina aleatoriamente en función del caudal y energía potencial (altura) del flujo:

$$PH = \text{Caudal} \times \text{Caida} \times g \times P$$

$$EH = PH \times TH$$

PH = Potencia Instalada del hidrogenerador (W); EH = Producción de Energía Hidráulica (Wh/día); g= Gravedad ( $9,81 \text{ m/s}^2$  gravedad); P= presión ( $0,5 \text{ kg/m}^2$ ); TH= Tiempo diario en funcionamiento (h).

Los costes tanto de inversión como de mantenimiento irán en función de la potencia instalada:

$$CH = 2,5 \times PH \text{ (€)}$$

$$MH = 0,1 \times PH \text{ (€/año)}$$

El caudal, caída y TH han sido generados aleatoriamente adoptando valores comprendidos en los respectivos rangos:

- Caudal: (10, 20)
- Caída: (10, 40)
- TH: (6, 24)

### 6.1.3. Baterías e Inversores

En la siguiente tabla se indican el catálogo de baterías a considera en el modelo:

Baterías				
EB	DB	CB	MB	LB
1500	0,5	225	30	5
1800	0,5	246	30	5
2400	0,5	292	30	7
3000	0,5	325	30	7

*Tabla 6-17 Características Baterías*

EB= Capacidad batería (Wh); DB= Factor de descarga; CB=Coste Inversión Batería (€); MB=Coste Mantenimiento Batería (€/año); LB=Vida útil batería (años)

Además, a estas baterías se las supone un rendimiento del 85%.

Respecto a las características de los inversores empleados en este trabajo, están detalladas en la siguiente tabla:

Inversores		
PI	CI	LI
300	377	10
1200	1200	10
2000	1800	10
3000	2300	10

*Tabla 6-18 Características Inversores*

PI=Potencia Nominal (W); CI=Coste de inversión (€); LI=Vida útil del inversor (años).

El rendimiento considerado para los cuatro tipos de inversores es del 85%.

#### 6.1.4. Transmisión y distribución

- **Líneas de baja tensión (LV):** En la siguiente tabla se muestran las cuatro opciones de conexión de baja tensión:

RL	XL	IL	CL	ML	VLnom
0,00271	0,00036	89	4,9	0,1	220
0,00215	0,00029	101	5,1	0,1	VLmin
0,00171	0,00023	118	5,3	0,1	209
					VLmax
					231

*Tabla 6-19 Características Líneas de Baja Tensión*

RL=Resistencia de línea ( $\Omega/m$ ); XL=Reactancia de línea ( $\Omega/min$ ); IL=Intensidad de línea (A); CL=Coste Inversión de línea (€/m); ML=Coste Mantenimiento de línea (€/m/año), VLnom = Voltaje nominal (V); VLmin= Voltaje mínimo (V); VLmax=Voltaje máximo (V).

Adicionalmente, es necesario definir el parámetro  $\beta_L$  (factor de ajuste). En este caso, las líneas de baja tensión trabajarán en modo monofásicas por lo que  $\beta_L$  será igual a 2.

- **Líneas de media tensión (MV):** En la siguiente tabla se muestran las cuatro opciones de conexión de media tensión:

RM	XM	IM	CM	MM	VMnom
0,000200	0,000027	200	8,0	0,2	13200
0,000100	0,000013	400	8,5	0,2	VMmin
					12540
					VMmax
					13860

*Tabla 6-20 Características Líneas de Media Tensión*

RM=Resistencia de línea ( $\Omega/m$ ); XM=Reactancia de línea ( $\Omega/m$ ); IM=Intensidad de línea (A); CM=Coste Inversión de línea ( $\text{€}/m$ ); MM=Coste Mantenimiento de línea ( $\text{€}/m/año$ ), VMnom = Voltaje nominal (V); VMmin= Voltaje mínimo (V); VMmax=Voltaje máximo (V).

Adicionalmente, para las líneas de media tensión también es necesario definir el parámetro  $\beta M$  (factor de ajuste). En este caso, las líneas de media tensión trabajarán en modo trifásico por lo que  $\beta L$  será igual a  $\sqrt{3}$ .

Respecto a los transformadores, estos se dimensionan de acuerdo con los requisitos de carga máxima de los nodos suministrados. La frecuencia y el voltaje se pueden ajustar, según los requisitos del país. En la siguiente tabla se indican los transformadores considerados:

Transformadores		
PT	CT	LT
1000	200	10
10000	2000	10

*Tabla 6-21 Características Transformadores*

PT=Potencia Máxima (W); CT= Coste de Inversión ( $\text{€}$ ); LT= Vida útil (años)

El rendimiento considerado para ambos transformadores ha sido del 90%.

### 6.1.5. Parámetros generales del modelo

Por último, en este apartado se indican los valores asignados a los parámetros generales del modelo.

La vida útil  $L^{PRJ}$  considerada para la instalación ha sido de 15 años. Respecto a la inflación  $\rho^{int}$  y tasa de descuento  $\rho^{disc}$  ha sido respectivamente del 4% y 5%. En cuanto al parámetro  $\alpha$ , utilizado en la función objetivo para ponderar costes a lo largo del proyecto y las caídas de tensión, se le ha asignado un valor de 0,1.

## 6.2. Matheurísticas

Las matheurísticas desarrolladas han sido experimentadas por igual en todas las comunidades. Por tanto, los 480 ensayos realizados, según se indica al inicio de esta sección, pueden clasificarse en función del proceso heurístico que les ha sido, tal y como se resume en la tabla siguiente:

	LV	MV
H-0	Sin Matheurística	Sin Matheurística
H-1	Breakeven distance	Sin Matheurística
H-2	Space division	Sin Matheurística
H-3	Sin Matheurística	Load Center
H-4	Sin Matheurística	Kruskal
H-5	Breakeven distance	Load Center
H-6	Space division	Load Center
H-7	Breakeven distance	Kruskal
H-8	Space division	Kruskal
H-9 [*]	H-1 + H-2	H-3+H-4

*Tabla 6-22 Matheurísticas aplicadas en la experimentación*

Por tanto, cada categoría H-x, se ha aplicado sobre 48 comunidades diferentes. En cuanto a la categoría H-10, resulta de una combinación del resto de procedimientos heurísticos, de modo que solamente permitirá una conexión entre dos nodos si y sólo si ambas heurísticas (Breakeven distance y Space Division para LV; y Algoritmo de Kruskal y Load Center para MV) así lo han determinado. En caso de que sólo una de las matheurísticas permita la conexión entre nodo p y nodo n, en H-10 esta conexión quedará descartada.

Para concluir este apartado, se indican los parámetros tomados en los algoritmos matheurísticos para esta experimentación:

- **Breakeven Distance:** Es necesario indicar al algoritmo cuál es el coste de inversión de

la línea, el coste de mantenimiento y la vida útil de la línea para que haga la comparativa respecto al coste de autogeneración teniendo en cuenta la distancia entre los nodos a conectar. Por ello, se han considerado los costes de la segunda línea LV disponible:

Coste Inversión = 5 €/m; Coste de Mantenimiento= 0,1 €/m/año; Vida útil=10 años

- **Space Division:** En este algoritmo es necesario determinar el radio de la circunferencia que abarque a los nodos candidatos a conexión. Para este trabajo se ha considerado el siguiente radio:

$$radio = \frac{\max [\max(coord_{x_i}), \max(coord_{y_i})]}{4}$$

Esta fórmula ha sido obtenida de manera experimental. Por un lado, el dividendo nos permite que el algoritmo se adapte en función de la distribución geográfica de los nodos al tomar el valor máximo de una coordenada, de forma que en las comunidades con distribuciones dispersas el radio sea más amplio que en las concentradas. El divisor es fruto de la experimentación, puesto que en las pruebas realizadas permitía de media 5 conexiones aproximadamente por nodo. Un número más elevado de posibles conexiones haría que el algoritmo perdiera eficiencia y, por el contrario, un radio demasiado restrictivo, haría que el modelo final resultase en una solución más costosa

- **Load Center:** En este caso, el parámetro a determinar es la distancia límite entre dos nodos para inicialmente puedan ser considerados del mismo grupo. Se trata de un parámetro que permite inicializar el algoritmo. Puesto que resultaría absurdo intentar determinar qué distancia límite hace más factible línea LV o MV puesto que requeriría la resolución óptima del modelo, es necesario aportar un valor inicial. Para ello se ha considerado 1500m, puesto que cubrir un 15% del territorio con un grupo, y por consiguiente de un número significativo de nodos, ya supone una criba importante de soluciones. En caso de incrementar la distancia, el algoritmo tendería a descartar demasiadas soluciones, mientras que una distancia menor, apenas sería eficiente de cara a ahorrar tiempo al modelo.

## 6.3. Tecnologías y herramientas utilizadas

### 6.3.1. ILOG CPLEX Optimization Studio

Se trata de un software de la compañía IBM especializado en la resolución de problemas de programación matemática. El nombre CPLEX se debe al método Simplex, empleado para resolver modelos de programación lineal, y está implementado en el lenguaje de

programación C. No obstante, hoy en día este software también es capaz de resolver modelos de programación lineal entera mixta, caso del modelo matemático empleado en este trabajo, o problemas de programación cuadrática. Fue desarrollado originalmente por Robert E. Bixby y vendido comercialmente desde 1988 por CPLEX Optimization Inc. Esto fue adquirido por ILOG en 1997, que posteriormente en 2009 pasó a manos de IBM. CPLEX continúa siendo desarrollado activamente por IBM. (CPLEX, 2019)

En el ILOG CPLEX Optimization Studio cabe destacar dos pilares fundamentales en base a su aplicación en este trabajo:

- *CPLEX CP Optimizer*, motor de resolución que resuelve el modelo matemático.
- *Lenguaje de programación de optimización (OPL)*, mediante el que se programa el modelo matemático y es ejecutado por el Optimizador CPLEX.

### 6.3.2. Lenguaje de Programación Python

Python es un lenguaje de programación de propósito general y de alto nivel, creado en 1991 por Guido Van Rossum. Desde entonces se han ido desarrollando constantemente nuevas versiones del lenguaje, pero siempre manteniendo las mismas características fundamental. La filosofía de diseño de Python enfatiza en la legibilidad del código. Sus construcciones de lenguaje y su enfoque orientado a objetos tienen como objetivo ayudar a los programadores a escribir código claro y lógico para proyectos tanto a pequeña como a gran escala. Python es un lenguaje que se usa en numerosas áreas de tecnología, como programación web, redes, procesamiento de datos, inteligencia artificial, etc. Gracias al uso de expresiones comunes, Python requiere menos líneas de código para realizar tareas básicas. En promedio, se estima que el código escrito en Python es de tres a cinco veces más corto que Java y cinco a 10 veces más corto que C++.

Python ha sido empleado en este trabajo para programar las matheurísticas. Los motivos que han llevado a utilizar este lenguaje son los siguientes:

- Conocimientos básicos previos. No obstante, ha sido necesario un importante trabajo adicional de aprendizaje, puesto que los algoritmos en cuestión requerían el dominio de funcionalidades más complejas.
- Disponibilidad total en la red de manuales, tutoriales y demás material de aprendizaje del lenguaje.
- Fácil interacción con otros softwares y plataformas.

Dentro de la utilización de Python, cabe destacar el uso de la librería “*Pandas*”. Se trata de una librería destinada al análisis de datos, que proporciona unas estructuras de datos flexibles y que permiten trabajar con ellos de forma muy eficiente, tales como:

- Arrays unidimensionales con indexación.
- DataFrames, estructuras de datos similares a las tablas de bases de datos relacionales como SQL.

“*Pandas*” también permite una fácil y directa interacción con Microsoft Excel, tanto para cargar datos de entrada al script de Python, como para escribir el output de dicho script. Esto ha resultado ser una funcionalidad crucial para el desarrollo de este trabajo, puesto que era necesario guardar los resultados de los algoritmos en Excel, ya que esta es la manera más eficiente de suministrar a CPLEX todos los datos de entrada necesarios para ejecutar el modelo matemático, así como aportar a los algoritmos los datos relativos a la instalación de la microrred.

### 6.3.3. Lenguaje de Programación C

C es un lenguaje de programación de propósito general y de alto nivel originalmente desarrollado por Dennis Ritchie entre 1969 y 1972, que se caracteriza por permitir una programación sintetizada y estructuras sencillas, así como contar con un buen conjunto de operadores y librerías que permite un rango de posibilidades enorme.

La mayoría de sus finalidades también pueden ser alcanzadas con Python. El motivo por el que se ha tenido que emplear C en este trabajo es para desarrollar un script, incluido en el anexo 10.5, que automatice la ejecución de los ensayos en CPLEX Studio dado que C es compatible con este software. Este script permite la ejecución automática de los 480 ensayos, evitando de esta manera la ejecución manual una a una de cada hoja de datos correspondiente a cada ensayo. El uso de este script requiere almacenar en un array todas las hojas de datos (input del modelo), y va haciendo uso de ellas mediante un bucle. Una vez que se haya acabado el ensayo de una comunidad, el script imprime los resultados y toma la siguiente hoja de datos para llevar a cabo el siguiente ensayo. Respecto a la impresión de resultados, el script lo hace en archivos externos a CPLEX Studio, concretamente imprime los parámetros de tiempo, coste y gap en una hoja de cálculo y todos los detalles de la configuración de electrificación en un archivo de texto.



## 7. Análisis de la Experimentación

En esta sección se procede a realizar un análisis de los resultados obtenidos de la implementación del modelo en combinación con las matheurísticas desarrolladas sobre las 48 comunidades definidas. El objetivo es determinar cuál es la matheurística más efectiva. Esta evaluación ha sido realizada únicamente en términos de coste. El tiempo no es tenido en cuenta en esta tarea ya que en el más extremo de los casos serán 45 minutos por ensayo y ya se supone aceptable. Además, dada la diversidad de las comunidades propuestas, se ha enfocado el análisis para determinar así mismo qué matheurística es más apropiada para cada característica de comunidad.

Los resultados de los 480 ensayos se adjuntan en el anexo 9.6 en términos de coste, tiempo de ejecución y *gap*.

### 7.1. Análisis General de las Heurísticas

Como se muestra en la figura 7-1, exceptuando las heurísticas 3 (Load Center-MV) y 5 (Breakeven distance-LV + Load Center-MV) que no han dado buen rendimiento, no es evidente concluir qué heurística es la más adecuada a nivel global. No obstante, era de esperar que el comportamiento de los algoritmos fuera diferente en cada tipo de comunidad puesto que están diseñados para líneas de media tensión y baja tensión, y por tanto su eficacia se debe ver afectada por la distancia entre nodos, energía a distribuir y por supuesto número de nodos. En cualquier caso, no se debe olvidar el componente de aleatoriedad en cada comunidad y que los algoritmos son heurísticos y por tanto no exactos, por lo que no es de extrañar de manera muy puntual algún resultado anómalo.

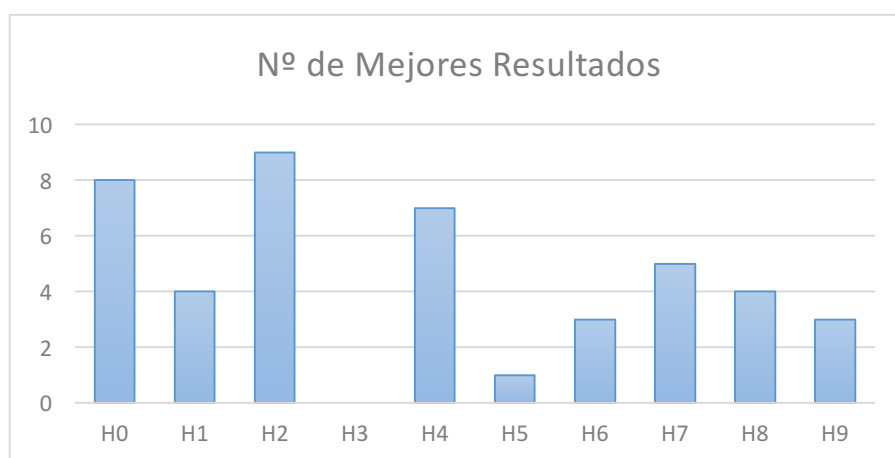


Figura 7-1 Número de mejores resultados de cada Heurística

Por ello en la siguiente sección, se analizarán las heurísticas en función de cada factor para obtener conclusiones más específicas. Para ello, se analizará tanto qué heurísticas corresponden con las mejores soluciones en cada caso, así como los costes medios obtenidos con cada heurística. El coste medio no se incluye en esta sección puesto que, tal y como se explica en la siguiente sección, estas matheurísticas no son adecuadas para resolver ejemplares con el nivel de demanda superior (Comunidades A), y solamente con las mejores heurísticas se consigue solución. Esto implica que, a la hora de calcular el coste medio, en esta sección se vería que las matheurísticas más eficientes son las que mayor coste medio tienen dado que las comunidades A son las más costosas, y puesto que con las peores heurísticas ni siquiera obtienen solución, su coste medio no se ve afectado.

## 7.2. Análisis General por Comunidad

En primer lugar, en la tabla Tabla 7-1 se muestran las mejores soluciones obtenidas para cada una de las comunidades, y la heurística empleada en dicho ensayo.

Tamaño	Comunidad		Mejor solución		
	Nivel de Demanda	Distribución	Heurística	Coste (EUR)	Tiempo (seg.)
C1	A	D1	H2	€ 545,435	2125
C1	A	D2	H2	€ 517,472	2701
C1	A	D3	H1	€ 540,727	93
C1	A	D4	H2	€ 538,198	244
C2	A	D1	H2	€ 1,164,719	2701
C2	A	D2	H0	€ 1,054,944	2703
C2	A	D3	H2	€ 1,138,629	2703
C2	A	D4	H1	€ 1,148,774	2704
C3	A	D1	Ninguna solución encontrada		
C3	A	D2	Ninguna solución encontrada		
C3	A	D3	H1	€ 2,720,828	2702
C3	A	D4	H0	€ 2,702,593	2703
C4	A	D1	Ninguna solución encontrada		
C4	A	D2	Ninguna solución encontrada		
C4	A	D3	H2	€ 3,398,077	2703
C4	A	D4	H2	€ 3,443,304	2702
C1	B	D1	H4	€ 297,358	6
C1	B	D2	H1	€ 281,560	2701
C1	B	D3	H9	€ 289,862	7

C1	B	D4	H0	€	288,652	231
C2	B	D1	H2	€	661,304	2702
C2	B	D2	H5	€	547,657	2714
C2	B	D3	H2	€	623,300	2702
C2	B	D4	H0	€	615,956	2702
C3	B	D1	H7	€	1,260,491	2702
C3	B	D2	H7	€	1,206,189	2705
C3	B	D3	H8	€	1,261,366	2702
C3	B	D4	H4	€	1,226,908	2703
C4	B	D1	H4	€	1,619,556	2707
C4	B	D2	H4	€	1,501,397	2720
C4	B	D3	H7	€	1,584,488	2704
C4	B	D4	H4	€	1,553,754	2703
C1	C	D1	H0	€	61,096	2
C1	C	D2	H6	€	60,556	19
C1	C	D3	H0	€	61,096	2
C1	C	D4	H0	€	61,096	2
C2	C	D1	H4	€	120,112	1385
C2	C	D2	H6	€	120,112	2701
C2	C	D3	H4	€	119,819	33
C2	C	D4	H0	€	120,112	299
C3	C	D1	H6	€	237,064	2700
C3	C	D2	H8	€	236,197	2703
C3	C	D3	H7	€	236,778	28
C3	C	D4	H8	€	236,804	2702
C4	C	D1	H9	€	299,208	46
C4	C	D2	H9	€	298,615	2702
C4	C	D3	H7	€	297,502	2715
C4	C	D4	H8	€	299,208	2702

*Tabla 7-1 Mejores soluciones obtenidas por Comunidad*

Cabría esperar que, en las comunidades de menor tamaño, C1 y C2, pudiera alcanzarse mayoritariamente la mejor solución sin aplicación de heurísticas previas, es decir, H0, lo cual solo sucede en un 30% de los experimentos. Sin embargo, al llegar a los 45 minutos, varios casos de los ensayos sin heurística aún tenían un gap de superior al 10% (Anexo 9.6), y el resto de las heurísticas eran capaces de alcanzar la solución en 17 minutos de media. Así mismo, puede llamar la atención el hecho de haber obtenido la mejor solución sin heurísticas (H0) en una comunidad de 80 nodos y de mayor nivel de demanda, no debe tenerse en cuenta puesto que es la única solución obtenida y tiene un gap del 20%, por lo que la calidad de la solución es dudosa.

Analizando el número de soluciones obtenidas, podemos determinar las limitaciones de este modelo. Como se indica en la tabla 7-2, donde se indica el porcentaje de éxito del modelo a la hora de encontrar una solución, destaca que las comunidades A, es decir, mayor demanda energética, tiene dificultades para encontrar soluciones y menos aún en las comunidades más grandes. Por tanto, podemos determinar que este modelo no es eficiente ni aún con el empleo de matheurísticas para poblaciones con un nivel de demanda superior al de la comunidad B (demanda media de 2500 Wh/día y 1875 W). Según se menciona en secciones anteriores, un incremento en la demanda aumenta exponencialmente el posible número de soluciones al incrementar las posibilidades de generar dicha energía.

Comunidad	Ensayos con Solución
C1a	85%
C2a	45%
C3a	8%
C4a	5%
C1b	100%
C2b	100%
C3b	100%
C4b	100%
C1c	100%
C2c	100%
C3c	100%
C4c	100%

*Tabla 7-2 Ensayos con solución*

Incluso aumentando el tiempo de ejecución no se alcanzarían casi mejoras, puesto que apenas permitiría obtener más y mejores soluciones, y supondría un mayor gasto de tiempo. De hecho, la comunidad A fue experimentada de nuevo doblando el tiempo de ejecución, 90 minutos (5400s), y el incremento en el número de soluciones obtenidas es muy leve (Anexo 9-6 – Resultados 5400 s). Además, la calidad de estas soluciones es dudosa puesto que el gap obtenido en numerosos casos superaba el 25%:

	Ensayos con Solución (5400 s)
C1a	90%
C2a	45%
C3a	15%
C4a	10%

*Tabla 7-3 Ensayos 5400s con solución (Comunidad-B)*

En los siguientes apartados, se analizan por separado cuáles han sido las heurísticas que

han aportado las mejores soluciones en base a únicamente el nivel de demanda, en base el tamaño de la comunidad y en base a la distribución.

### 7.2.1. Análisis por nivel de Demanda

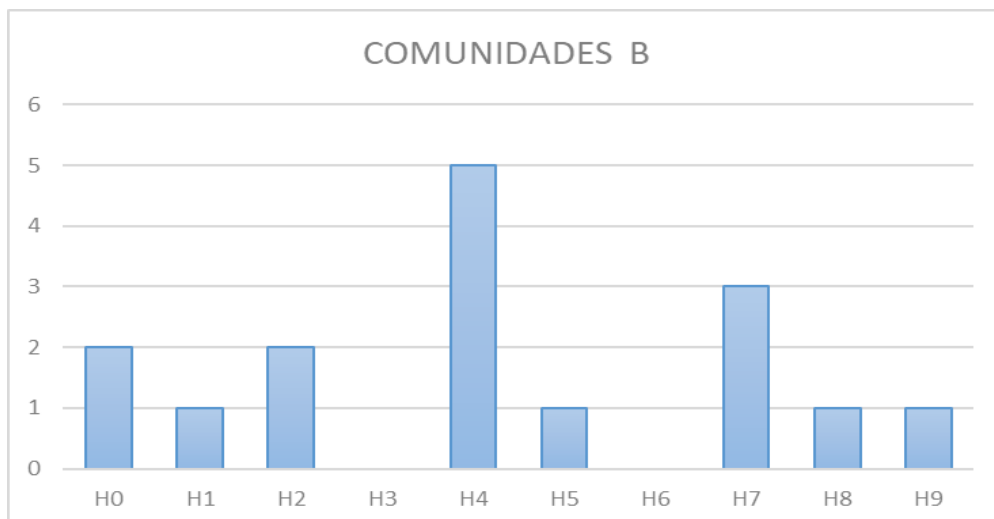
En este apartado se estudia la eficiencia de las matheurísticas en función del nivel de demanda de la comunidad. Para ello, a continuación, se muestran con qué heurísticas se obtienen las mejores soluciones en términos de coste, así como el coste medio obtenido con cada heurística.

En primer lugar, respecto a la comunidad A, pese a que su análisis no es realmente relevante puesto que ya se ha concluido que este modelo está limitado para este nivel de demanda ni aun en combinación con heurísticas, destaca el nulo rendimiento de las heurísticas para conexiones de media tensión.



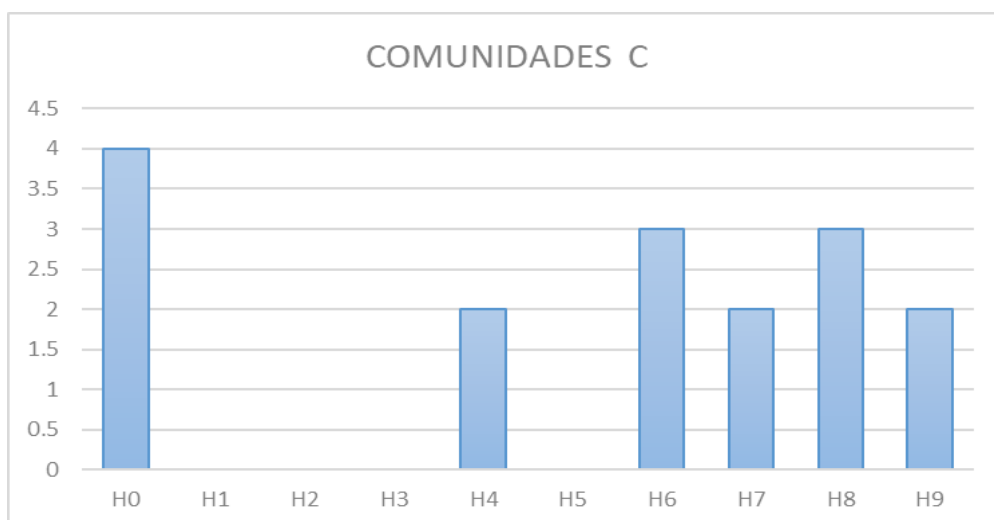
*Figura 7-2 Mejores Heurísticas Comunidades A*

Respecto a las comunidades B, destaca por encima del resto la heurística 4, donde únicamente se aplica el Algoritmo de Kruskal sobre las conexiones de media tensión:



*Figura 7-3 Mejores Heurísticas Comunidades B*

En cuanto las comunidades C, exceptuado el caso H0 donde se implementa puramente el modelo, claramente destacan las heurísticas más completas, tanto en baja como en media tensión, incluso H9 que es la combinación de los dos algoritmos para LV y los dos algoritmos para MV.



*Figura 7-4 Mejores Heurísticas Comunidades C*

En la tabla a continuación, se indica el coste medio obtenido para los tipos B y C de comunidad (en términos de nivel de demanda) con el fin de conocer en términos generales el rendimiento de dichos procedimientos. Como se indica anteriormente, dado el bajo nivel de soluciones obtenidas con en la comunidad A, carece de sentido hacer una comparativa entre las heurísticas en base al coste medio porque no se estaría comparando los mismos resultados, ya que las matheurísticas alcanzan soluciones en diferentes comunidades.

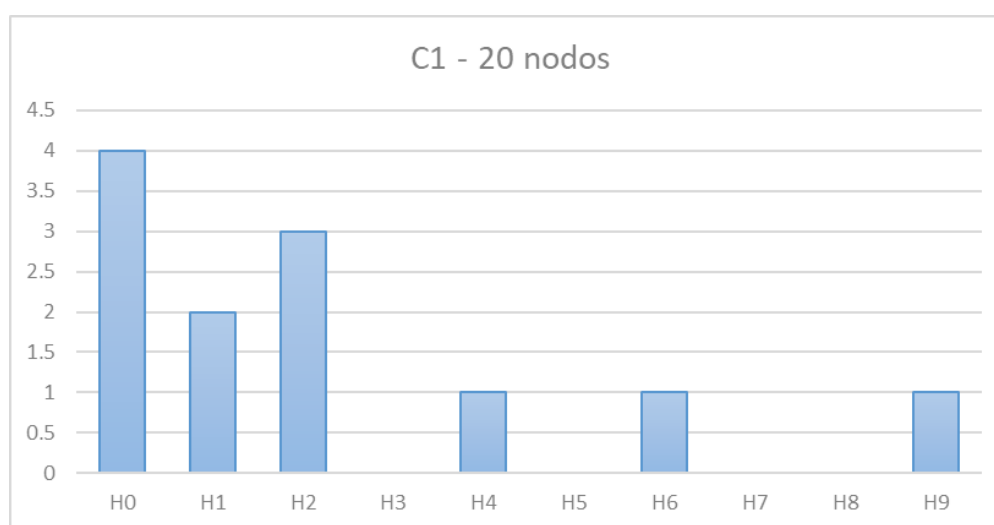
	Coste Medio por Nivel de Demanda			
	Comunidad B		Comunidad C	
H0	€	945,001	€	180,494
H1	€	940,702	€	179,492
H2	€	947,916	€	180,082
H3	€	942,302	€	180,031
H4	€	931,367	€	179,828
H5	€	945,517	€	179,218
H6	€	946,331	€	179,411
H7	€	933,194	€	179,137
H8	€	935,695	€	179,103
H9	€	939,322	€	179,120

*Tabla 7-4 Coste Medio de cada Matheurística por nivel de demanda*

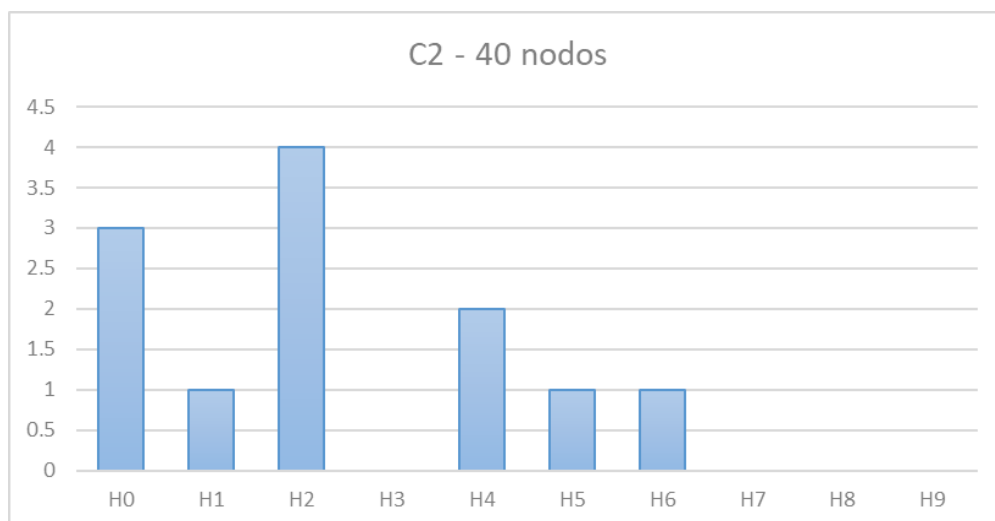
Según se muestra en la tabla, se constata lo ya avanzado de que la heurística H4 es la más eficiente para la comunidad B puesto que tiene el promedio de los costes alcanzados por sus soluciones es el más bajo. Así mismo, los costes promedios obtenidos en las comunidades C son menores para las heurísticas combinadas y va en línea con los resultados mostrados en la Figura 7-4 *Mejores Heurísticas Comunidades C*.

### 7.2.2. Análisis por tamaño de la Comunidad

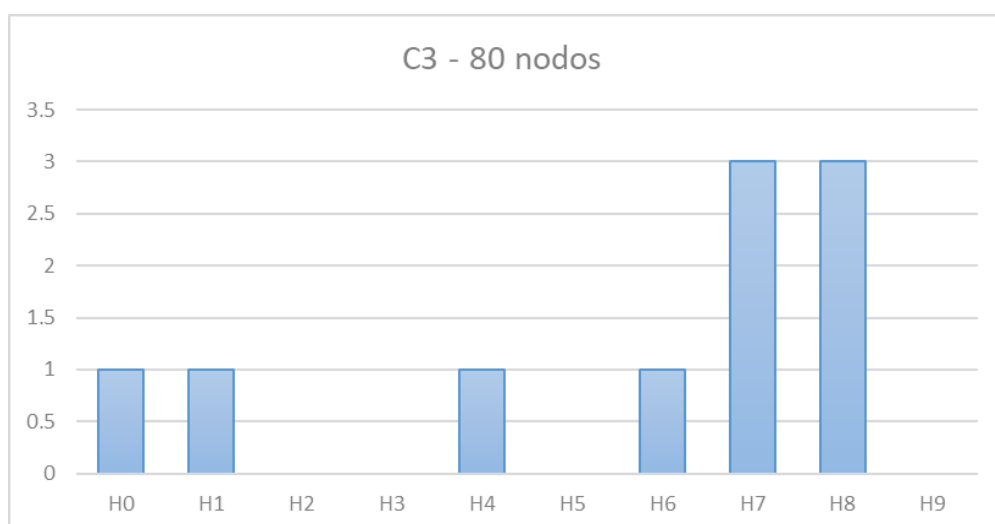
En este apartado se estudia la eficiencia de las matheurísticas en función del tamaño de la comunidad. De manera análoga al apartado anterior, se expone el número de veces que se ha conseguido la mejor solución con cada heurística desagregando los resultados por tamaño de población.



*Figura 7-5 Mejores Heurísticas Comunidades 1*

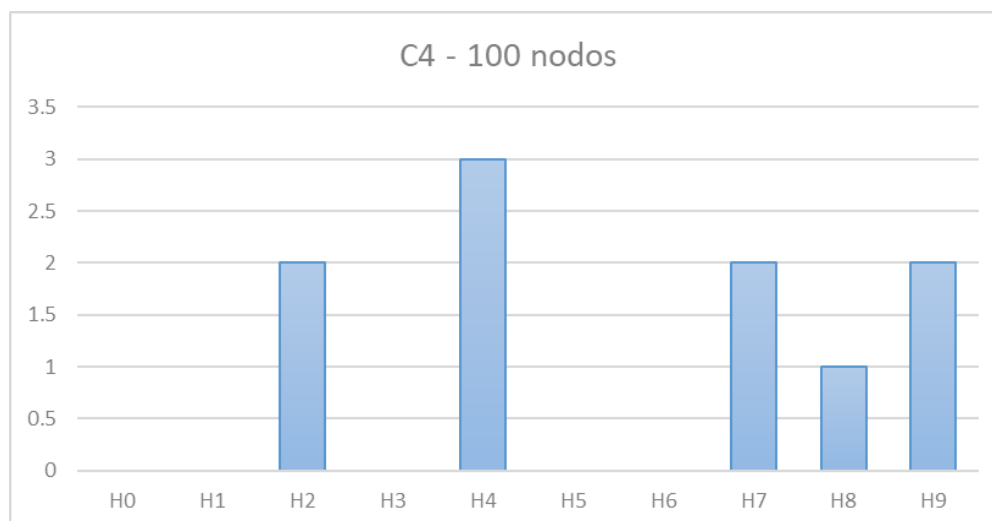


*Figura 7-6 Mejores Heurísticas Comunidades 2*



*Figura 7-7 Mejores Heurísticas Comunidades 3*





*Figura 7-8 Mejores Heurísticas Comunidades 4*

Además, en la tabla a continuación, se indica el coste medio de todas las soluciones obtenidas en función de los cuatro tamaños de comunidad con el fin de conocer en términos generales el rendimiento de dichos procedimientos. Para evitar la distorsión del análisis y poder hacer una comparativa correcta, se han descartado los costes asociados a las comunidades con el nivel de demanda superior (A), puesto que como se cita anteriormente, no se consigue solución en todos los casos. Por tanto, el coste medio aquí indicado, solamente tiene en cuenta las comunidades con nivel de demanda medio (B) y bajo (C):

	Coste Medio por tamaño de comunidad							
	C1		C2		C3		C4	
H0	€	175,227	€	370,906	€	747,212	€	957,644
H1	€	175,275	€	368,572	€	746,070	€	950,471
H2	€	175,256	€	368,384	€	754,668	€	956,356
H3	€	175,461	€	369,715	€	747,281	€	953,539
H4	€	175,227	€	374,448	€	739,862	€	932,852
H5	€	175,490	€	369,213	€	744,860	€	959,907
H6	€	175,403	€	369,948	€	746,567	€	959,567
H7	€	175,274	€	375,394	€	738,098	€	935,895
H8	€	175,202	€	375,625	€	739,888	€	938,882
H9	€	175,516	€	375,765	€	740,206	€	945,396

*Tabla 7-5 Coste Medio de cada Matheurística por tamaño de comunidad*

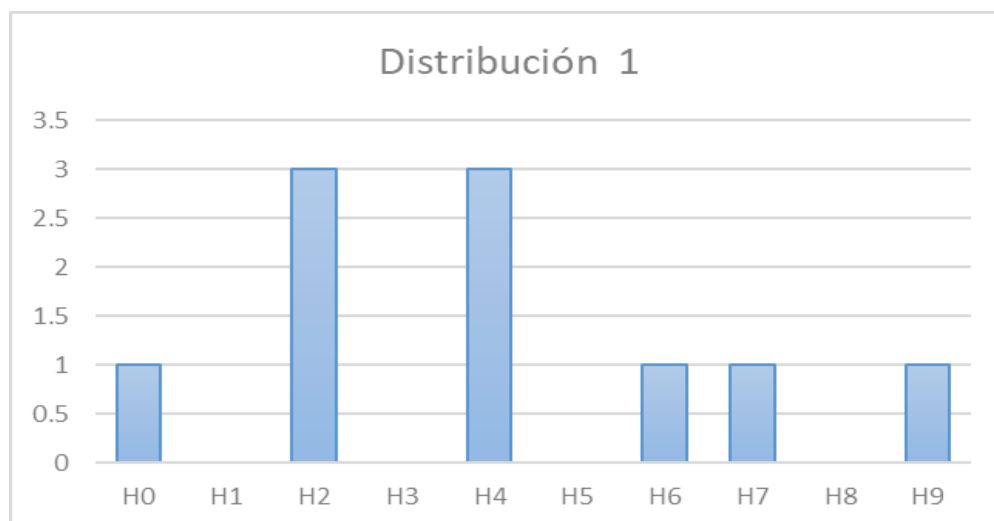
En vista a las mejores soluciones obtenidas, Figura 7-5 y Figura 7-6, se puede determinar que, en los casos de las poblaciones más pequeñas, es decir 20 y 40 nodos, las heurísticas de media tensión no son tan eficientes como las heurísticas de baja tensión. De hecho, en estos casos, utilizar directamente el modelo sin la aplicación de heurísticas previamente

generalmente es la mejor opción. Era algo que a priori cabría esperar ya que la población no tiene una dimensión tan grande y el modelo es eficiente por sí mismo. No obstante, en las comunidades de 20 nodos, pese a que H0 (sin heurísticas) es la mejor que aporta mayor número de mejores soluciones, analizando el promedio de costes obtenidos por cada matheurística no se aprecian diferencias significativas. En las comunidades de 40, donde destaca la heurística de LV Space Division (H2) por encima del resto a la hora de obtener las mejores soluciones, también se obtiene el menor coste promedio entre todas las matheurísticas, seguida precisamente de H1- *Break even Distance*, la otra heurística aplicable a baja tensión.

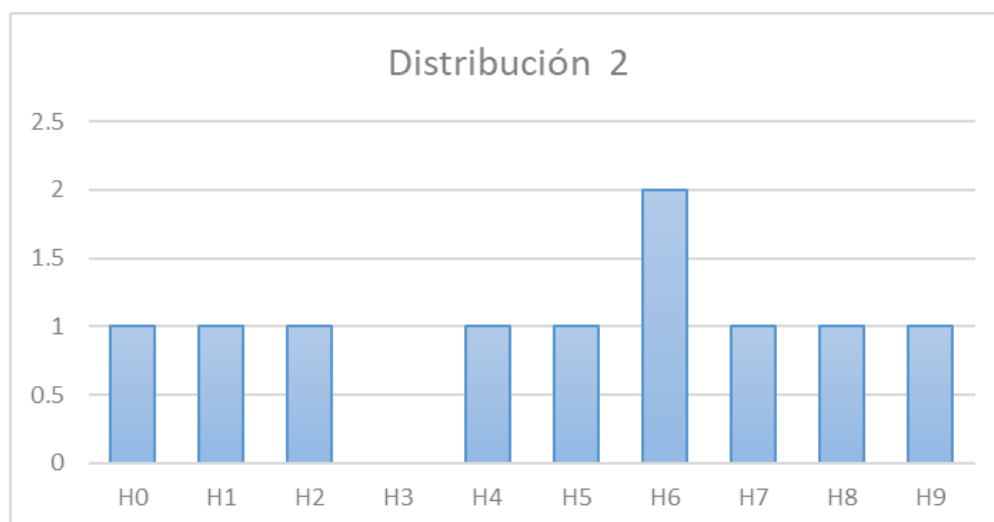
Por el contrario, en las comunidades de 80 y 100 nodos, las mejores soluciones vienen de la mano de la aplicación de heurísticas combinadas, es decir, heurísticas LV más heurísticas MV. En cuanto a las comunidades de 80, queda confirmado que H7 y H8 son las mejores opciones, ya que han permitido obtener el mayor número de mejores soluciones y tienen los costes promedio más bajos. Respecto a las comunidades de 100, aunque las heurísticas combinadas dan por lo general buenos resultados, destaca claramente por encima del resto la matheurística con el Algoritmo de Kruskal (H4) al aportar el mayor número de mejores soluciones y el menor coste promedio de todas sus soluciones con diferencia.

### 7.2.3. Análisis por tipo de distribución

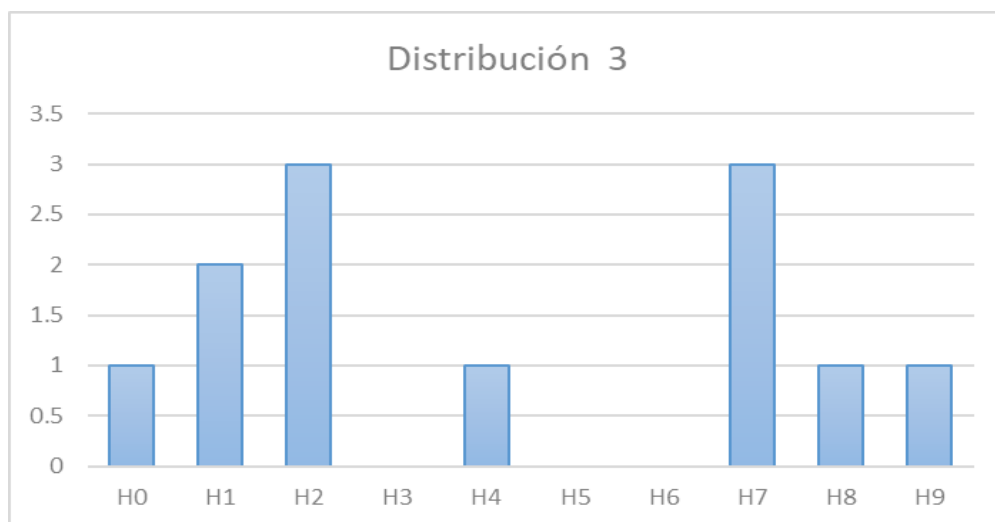
Por último, en este apartado se analiza cómo ha sido el desempeño de las matheurísticas en base al tipo de distribución de la comunidad. A modo recapitulación, la “Distribución 1” corresponde con aquella donde los nodos están dispersos aleatoriamente en la superficie, en “Distribución 2” los nodos se encuentran concentrados en un espacio reducido, en “Distribución 3” los nodos se disponen en cuatro grupos alejados entre sí, mientras que en “Distribución 4” los nodos se agrupan en cuatro núcleos colindantes. Al igual que en los apartados anteriores, se expone el número de veces que se ha conseguido la mejor solución con cada heurística desagregados por tamaño de población:



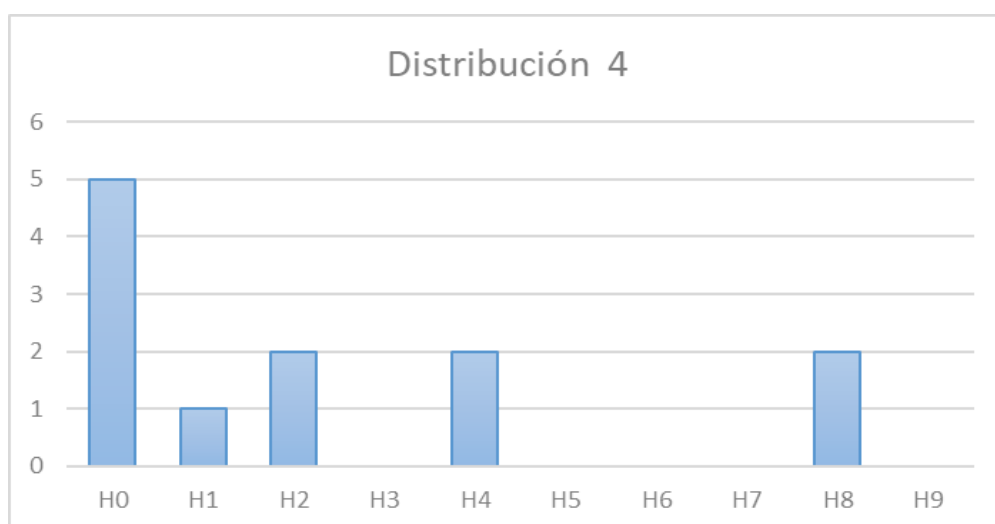
*Figura 7-9 Mejores Heurísticas Distribución 1*



*Figura 7-10 Mejores Heurísticas Distribución 2*



*Figura 7-11 Mejores Heurísticas Distribución 3*



*Figura 7-12 Mejores Heurísticas Distribución 4*

Al igual que en el apartado anterior, se adjunta a continuación una tabla con coste medio de todas las soluciones obtenidas en función de cada uno de los cuatro tipos de distribución con el fin de conocer en términos generales el rendimiento de dichos procedimientos. En este caso también se han descartado los costes asociados a las comunidades con el nivel de demanda superior (A). Por tanto, el coste medio aquí indicado, solamente tiene en cuenta las comunidades con nivel de demanda medio (B) y bajo (C):

	Coste Medio por tipo de distribución			
	D1	D2	D3	D4
H0	€ 575,517	€ 549,876	€ 566,369	€ 559,227
H1	€ 575,123	€ 542,417	€ 564,397	€ 558,450
H2	€ 576,813	€ 546,449	€ 568,923	€ 563,809
H3	€ 576,908	€ 543,654	€ 566,480	€ 557,624
H4	€ 569,990	€ 538,104	€ 562,600	€ 551,696
H5	€ 579,000	€ 546,540	€ 566,319	€ 557,610
H6	€ 573,718	€ 543,075	€ 567,164	€ 567,527
H7	€ 570,497	€ 538,335	€ 561,936	€ 553,895
H8	€ 570,777	€ 538,770	€ 563,357	€ 556,692
H9	€ 575,032	€ 540,465	€ 563,515	€ 557,871

*Tabla 7-6 Coste Medio de cada Matheurística por tipo de distribución*

Tal y como muestran las gráficas con el número de mejores soluciones obtenidas por matheurística, en las distribuciones dispersas (D1) destacan claramente por encima del resto H2 y H4, es decir, Space Division y Algoritmo de Kruskal. Este último caso, H4, se confirma como una buena alternativa para las distribuciones dispersas en vista el coste promedio obtenido, que es el más bajo. Sin embargo, H2, aunque aporta el mismo número de mejores soluciones, más allá de estas, empeora en conjunto su rendimiento significativamente, principalmente en comunidades dispersas de gran tamaño. Por el contrario, en comunidades concentradas no hay una matheurística que destaque a la hora de aportar mayor número de mejores soluciones. Si bien los costes promedios obtenidos de las soluciones de las matheurísticas que aplican el Algoritmo de Kruskal, tanto de forma individual (H4) como combinada con heurísticas LV (H7 y H8), generalmente son bajos, también lo son para el resto de distribuciones.

En cuanto a la distribución clusterizada dispersa, destaca la matheurística con H7 (Breakeven Distance más Algoritmo de Kruskal) a la hora de obtener mayor número de mejores soluciones, lo cual queda corroborado al tener el menor coste promedio. Así mismo, llama la atención el caso de H2, que por un lado es capaz de obtener un número importante de mejores soluciones, pero sin embargo tiene el peor coste promedio. Esto se debe a su buen rendimiento en las poblaciones pequeñas pero pésimo en las grandes. Por tanto, no se puede concluir que sea una matheurística siempre apropiada para este tipo de distribución. Por último, en cuanto a D4, clusterizada concentrada, el mayor número de mejores soluciones vienen de la mano de H0, pero sin embargo el mejor promedio se obtiene mediante la matheurística que aplica el algoritmo de Kruskal (H4).

En definitiva, pese a que hay heurísticas más eficientes en unas distribuciones que en otras, el hecho de que generalmente para las cuatro distribuciones los mejores promedios sean

obtenidos con la implementación del algoritmo de Kruskal, hace indicar que la distribución no es un factor que marque la diferencia en cuanto a la eficiencia de las heurísticas. Kruskal, al ser la opción más eficiente en las poblaciones más grandes, según se indica en la sección anterior, hace que su promedio sea inferior al resto puesto que las comunidades más grandes implican un coste mayor y por tanto tienen mayor peso en la media aritmética.

## 8. Presupuesto

En este apartado se realizará una valoración económica de este proyecto. Cabe destacar que el proyecto consiste en el desarrollo de las matheurísticas y experimentación con modelo matemático, y no en la instalación de todos los elementos necesarios para la electrificación, como generadores, líneas de tensión, etc.

Por tanto, el mayor impacto en coste del proyecto recaería en el personal. Otro coste significativo es la licencia del software ILOG CPLEX Optimization Studio. El coste del resto de herramientas se supone despreciable puesto que el proyecto puede ser llevado a cabo con un ordenador convencional actual, así como la disposición de Microsoft Excel. Además, la tarea de programación de los algoritmos no requiere de un software de pago.

De acuerdo con el convenio colectivo de trabajo del sector de oficinas y despachos de Cataluña, publicado en el “Diari Oficial de la Generalitat de Catalunya Núm. 7481 – 25.10.2017”, un/a ingeniero/o capaz de desarrollar esta tarea correspondería con “Grupo Profesional 1”, que engloba a aquellos puestos que impliquen realizar tareas de complejidad técnica y requieran de una titulación universitaria de grado superior. Para este nivel, se estipula un salario anual mínimo de 25.309,19 €. Teniendo en cuenta que anualmente se trabajan 220 días y la jornada laboral es de 8 horas, el suelo por hora es de 14,38 €/hora. Respecto a la dirección del trabajo, se estima el coste por hora es el doble que del autor (28,76 €/hora).

Total Horas trabajadas por el autor (alumno): 30 horas/crédito x 12 créditos = 360 horas

- Estudio del Problema: 54 horas (15%)
- Programación de Matheurísticas: 270 horas (75%)
- Ejecución del modelo [\*]: 18 horas (5%)
- Análisis de Resultados: 18 horas (5%)

Total Horas trabajadas por el director: 30 horas

Por tanto, el coste de mano de obra ascendería a 6.039,6 €

Respecto al coste de software, una licencia de ILOG CPLEX Optimization Studio – Suscripción para desarrolladores es de 192 €/mes. Puesto que se requiere la disponibilidad del software a lo largo del proyecto, y este se extiende a lo largo de cuatro meses (un cuatrimestre), el gasto total en software es de 768 €.

Por tanto, el coste total del proyecto sería de 6.807,6 €.





## Conclusión

Las conclusiones de este trabajo están evidentemente enfocadas a esclarecer cuales son las heurísticas más efectivas y que mejor rendimiento aportan en combinación con el modelo matemático.

En primer lugar, cabe destacar que mediante la experimentación realizada se concluye que este modelo matemático está limitado a comunidades con hasta un cierto nivel de demanda. En base a dicha experimentación, solo aporta soluciones de calidad y de manera regular en comunidades con demandas en la mayoría de sus puntos de consumo de hasta 2500 Wh/día y 1875 W. Para comunidades con mayor demanda, las heurísticas solamente son efectivas en las comunidades de hasta 20 nodos. También queda comprobado que aumentar el tiempo de ensayo apenas no supone una mejora de los resultados, esto se debe a que, a mayor demanda energética, se incrementa de manera exponencial las posibles combinaciones para generar dicha energía demandada y por ende la complejidad del problema.

En cuanto a la determinación de cuál es la mejor heurística, es complicado concluir que una única de ellas sea la mejor en términos globales, si no que la heurística más idónea va en función de las características de la comunidad.

Respecto al nivel de demanda, no se aprecia claramente un mejor rendimiento de las heurísticas en un nivel u otro, a excepción de las comunidades A con una demanda media de 4000 Wh/día, que como se indica anteriormente, existen dificultades de resolución. Por tanto, lo único que nos permite concluir que el nivel de demanda es si es apropiado implementar este modelo.

Así pues, para las comunidades pequeñas, de 20 y 40 puntos, la matheurística más apropiada para diseñar la microgrid son o bien las relativas a líneas de baja tensión o implementar directamente el modelo matemático sin heurísticas previas. Este último caso, se corresponde en mayor medida con las comunidades de 20 nodos mientras que las matheurísticas de baja tensión son aún más eficientes en las poblaciones de 40 nodos. Respecto a las comunidades de 80 y 100 nodos, claramente destacan la matheurísticas combinadas, es decir, tanto para baja como media tensión. Además, cabe destacar la efectividad del *Algoritmo de Kruskal*, aplicado sobre líneas de media tensión, por sí solo en las comunidades grandes y dispersas. No obstante, la distribución geográfica que tenga una comunidad no afecta tanto a la eficiencia de la matheurística empleada como el tamaño de la comunidad.



## Bibliografía

Centro Nacional de Energías Renovables. (2018). *Introducción a las Microrredes*. Obtenido de <http://www.cener.com/introduccion-a-las-microrredes/>

CPLEX. (19 de Junio de 2019). Obtenido de Wikipedia: <https://en.wikipedia.org/wiki/CPLEX>

Eisman, L. I. (2009). La Electrificación sostenible de zonas rurales aisladas de países en desarrollo. *Cuadernos de Energía*.

IBM. (2019). *ILOG CPLEX Optimization Studio*. Obtenido de <https://www.ibm.com/products/ilog-cplex-optimization-studio>

K. Komibes, V. F. (2006). “*Agua, Electricidad y pobreza ¿quién se beneficia de los subsidios a los servicios públicos?*”. Banco Mundial.

Kelly, I. O. (1997). Meta-Heuristics Theory and Applications. *Journal of the Operational Research Society*.

Domenech, B. (2011). *Proyecto Fin de Carrera “Modelo para el Diseño de Proyectos de Electrificación Rural con Consideraciones Técnicas y Sociales”*.

Modi, V. (2004). *Energy services for the poor*. Earth Institute, Columbia University.

R. Pastor, A. C.-V. (2016). *Mètodes Quantitatius en Organització - Transparències*.